



*PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES
EN MENDOZA*

*Consideraciones sobre el Método de
Estimulación Hidráulica*

Junio 2018



ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	6
ASPECTOS LEGALES	6
ASPECTOS TÉCNICOS	7
ASPECTOS AMBIENTALES	10
ASPECTOS SOCIO ECONÓMICOS	13
CONSIDERACIONES GENERALES.....	16
CAPÍTULO 1 – CONCEPTOS GENERALES.....	20
QUÉ ES EL PETRÓLEO.....	20
USOS DEL PETRÓLEO	21
HIDROCARBUROS EN RESERVORIOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES	22
CAPÍTULO 2 – ASPECTOS LEGALES.....	26
PROEMIO	26
NORMATIVA NACIONAL	26
CONSTITUCIÓN NACIONAL – ARTÍCULOS 41, 43, 124 Y CONCORDANTES	26
LEYES DE PRESUPUESTOS MÍNIMOS DE PROTECCIÓN AMBIENTAL	29
<i>Ley N° 25675 - Ley General del Ambiente.....</i>	<i>29</i>
<i>Daño Ambiental.....</i>	<i>39</i>
EL SISTEMA PREVENTIVO Y EL DERECHO DE DAÑOS EN EL CÓDIGO CIVIL Y COMERCIAL DE LA NACIÓN (CCCN).	42
HIDROCARBUROS – LEYES NACIONALES.....	46
<i>Ley N° 17319 – Ley de Hidrocarburos</i>	<i>47</i>
<i>Ley N° 26197.....</i>	<i>48</i>
<i>Ley N° 27007.....</i>	<i>48</i>
NORMATIVA PROVINCIAL.....	49
LEY N° 5961 - LEY GENERAL DE AMBIENTE DE LA PROVINCIA DE MENDOZA	50
LEY N° 6045 – ÁREAS NATURALES PROTEGIDAS.....	51
LEY N° 7526	52
LEY N° 8051 - LEY DE ORDENAMIENTO TERRITORIAL Y USO DE SUELO	53
<i>Decreto N° 2109/94, Reglamentario de la Ley General del Ambiente.....</i>	<i>55</i>
<i>Decreto 437/93.....</i>	<i>56</i>
<i>Decreto 170/2008.....</i>	<i>56</i>
<i>Decreto N° 248/2018</i>	<i>57</i>
AGUAS.....	59



<i>Leyes 4035 y 4036 – Aguas Subterráneas</i>	59
NORMATIVA MUNICIPAL	63
ORDENANZAS MUNICIPALES QUE REGULAN LA EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL.....	63
ORDENANZAS QUE IMPONEN PROHIBICIONES O LIMITACIONES A LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES	64
ORGANISMOS COMPETENTES	64
DIRECCIÓN DE PROTECCIÓN AMBIENTAL.....	64
DIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS	65
DEPARTAMENTO GENERAL DE IRRIGACIÓN	66
PUEBLOS ORIGINARIOS	67
CAPÍTULO 3 - ASPECTOS TÉCNICOS	68
HISTORIA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA	68
MÉTODO DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA	70
ELEMENTOS UTILIZADOS - AGUA	72
<i>Uso del agua como elemento de fractura</i>	72
<i>Agua de retorno</i>	74
ELEMENTOS UTILIZADOS - ARENA.....	78
ELEMENTOS UTILIZADOS - ADITIVOS QUÍMICOS	79
INSTRUMENTOS DE CONTROL DEL PROCESO/PROTOCOLOS.....	84
SISMICIDAD.....	86
COMPARACIÓN DE LA FORMACIÓN DE VACA MUERTA CON OTROS SHALES RELEVANTES DE ESTADOS UNIDOS.....	86
CAPÍTULO 4 – ASPECTOS AMBIENTALES	88
BASES PARA LA GESTIÓN AMBIENTAL DE LA ACTIVIDAD	88
VARIABLES AMBIENTALES Y TERRITORIALES A CONSIDERAR EN LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL.....	88
<i>Recurso Agua</i>	88
<i>Suelo y territorio</i>	94
<i>Poblaciones y asentamientos humanos</i>	95
<i>Patrimonio natural y cultural</i>	99
<i>Paisaje</i>	99
<i>Biodiversidad</i>	100
SITUACIONES ESPECÍFICAS EN LA INTERACCIÓN AMBIENTE – ACTIVIDAD PRODUCTIVA	100
<i>Sustancias químicas utilizadas</i>	100
<i>Efluentes</i>	101
<i>Emisiones gaseosas</i>	103
<i>Ruido</i>	104



<i>Sismicidad</i>	105
<i>Accidentes industriales mayores</i>	106
CONSIDERACIONES DESDE EL PUNTO DE VISTA AMBIENTAL.....	107
ACERCA DE LA VINCULACIÓN DE PLANES CON IMPACTO TERRITORIAL Y AMBIENTAL.....	107
ACERCA DE LOS PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL TERRITORIAL DE PROYECTOS Y DEL SEGUIMIENTO DE PROYECTOS APROBADOS.	108
ACERCA DEL SISTEMA DE INFORMACIÓN AMBIENTAL Y TERRITORIAL AL SERVICIO DE LOS CONTROLES DURANTE EL FUNCIONAMIENTO DE LOS PROYECTOS APROBADOS.....	114
ACERCA DE LOS PROCESOS QUE FACILITEN LA PARTICIPACIÓN, CONSULTA Y ACCESIBILIDAD A LA INFORMACIÓN PÚBLICA.	116
ACERCA DE LAS CAPACIDADES DE LAS INSTITUCIONES LOCALES.....	117
ACERCA DE LA GENERACIÓN DE BENEFICIOS A PARTIR DE ASUMIR UN NIVEL DE RIESGO ACEPTABLE	117
CAPÍTULO 5 – ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS	119
BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL	119
HIDROCARBUROS EN ARGENTINA	125
POTENCIAL DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES	133
BALANCE ENERGÉTICO PROVINCIAL	138
HIDROCARBUROS EN MENDOZA.....	140
LA INDUSTRIA DE REFINACIÓN EN MENDOZA.....	147
IMPACTO ECONÓMICO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	151
BALANZA COMERCIAL ENERGÉTICA.....	151
<i>Recaudación Fiscal</i>	159
<i>Impacto en la Mano de Obra de la explotación de Hidrocarburos no convencionales</i>	178
<i>Impacto de la Mano de Obra en Mendoza según estimaciones realizadas</i>	179
<i>Análisis respecto a los insumos que demanda la actividad en Mendoza</i>	180
A) AGUA	180
B) ARENAS.....	183
C) TUBERÍAS.....	184
D) TRANSPORTE	185
E) CEMENTO	185
F) INFRAESTRUCTURA	186
<i>f.1.) Caminos</i>	186
<i>f.2.) Obras de conducción del agua</i>	187
ASPECTOS SOCIALES DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES	187
POBLACIONES.....	187
EMPLEO	190



DEMANDA DE FORMACIÓN	194
CAPÍTULO 6 - CONSIDERACIONES GENERALES	197
FORTALEZAS.....	197
DEBILIDADES.....	198
OPORTUNIDADES	199
AMENAZAS	199
BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA	200

RESUMEN EJECUTIVO

La Universidad Nacional de Cuyo desde su creación orientó su actividad hacia el esclarecimiento de los grandes problemas humanos, con especial referencia a la vida nacional y regional. El presente trabajo tiene como objeto colaborar con la sociedad, desarrollando una variedad de conceptos diferentes pero similares que hacen a la explotación de Yacimientos de Hidrocarburos No Convencionales, con un método específico como el de estimulación hidráulica, denominado en inglés “fracking”.

Para ello, se aborda el tema desde un estudio de tipo transversal abarcando los aspectos legales, técnicos, ambientales, económicos y sociales. En cada capítulo del informe se profundizan los conceptos y se desarrollan los tópicos a considerar en la comprensión de este método de explotación no convencional.

Finalmente, se realiza un análisis FODA (fortalezas, oportunidades, debilidades, amenazas), como una herramienta que permita conformar un cuadro de la situación actual, en caso de usar el método de estimulación hidráulica para la explotación de yacimientos de hidrocarburos en la Provincia de Mendoza.

ASPECTOS LEGALES

En el Capítulo 2 se analizan las principales normas que regulan, en primera instancia, la cuestión ambiental en general, para luego avanzar en el complejo de normas que regulan específicamente a los hidrocarburos.

El análisis normativo involucra a todos los niveles del Estado. Comenzando lógicamente por las normas constitucionales por su jerarquía superior, para luego descender a las leyes en sentido formal, y a los decretos y resoluciones emitidas por organismos del Poder Ejecutivo. Todo este estudio, tanto en el ámbito nacional, provincial como municipal, procura vincular sistemáticamente a este conjunto de normas ambientales.

A nivel nacional se realiza un análisis de los artículos 41, 43 y 124 de la Constitución de la Nación Argentina. Luego se avanza en el estudio de las Leyes de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental, haciendo hincapié en la Ley N° 25675, Ley General del Ambiente de la República Argentina.

Posteriormente se profundiza sobre la noción de Daño Ambiental, conectándolo con la esencia del Derecho Ambiental: el Sistema Preventivo.

La sanción del Código Civil y Comercial de la Nación fortalece la idea que ahora se desarrolla, incorporando expresamente estos principios preventivos, ajenos al derecho civil clásico.

Dentro de la temática de hidrocarburos se estudian las Leyes Nacionales, Ley N° 17319 – Ley de Hidrocarburos, Ley N° 26197 y Ley N° 27007. Dentro del marco del análisis normativo, cabe hacer una especial referencia al Decreto 248/2018 de la Provincia de Mendoza, el cual reglamenta el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos sobre formaciones no convencionales, ampliando

la regulación sobre los Decretos 437/93 y 170/08 que regulan la EIA en toda actividad petrolera, incluso la no convencional.

A nivel Provincial, se examinan leyes y decretos ambientales, comenzando por la Ley General de Ambiente mendocina, Ley N° 5961, para luego avanzar en numerosas normas ambientales de relevancia. Entre otras mencionamos:

- Ley N° 6045 – Áreas Naturales Protegidas
- Ley N° 7526 – Ley General de Hidrocarburos
- Ley N° 6957 – Ley de Gestión de residuos sólidos
- Ley N° 8051 – Ley de Ordenamiento Territorial y Uso De Suelo
- Leyes 4035 Y 4036 – Aguas Subterráneas
- Decreto N° 2109/94, Reglamentario de la Ley General Del Ambiente
- Decreto 437/93, Evaluación ambiental de la industria petrolera
- Decreto 170/2008, Hidrocarburos. Actividades de prospección, exploración y explotación. Evaluación del impacto ambiental. Áreas concesionadas. Transición. Norma complementaria del Decreto 437/93
- Decreto N° 248/2018, regulación del procedimiento de evaluación de impacto ambiental de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos sobre formaciones no convencionales

En el ámbito Municipal, se examinan las ordenanzas municipales que regulan la evaluación de impacto ambiental y las ordenanzas que imponen prohibiciones o limitaciones a la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales.

Finalmente, se hace una detallada descripción de las competencias para ejercer el contralor de la actividad y la estructura administrativa dispuesta a los fines de resolver esta problemática compleja, Dirección de Protección Ambiental, Dirección de Hidrocarburos y Departamento General de Irrigación.

Asimismo, cabe hacer mención a los pueblos originarios, actores importantes dentro de la estructura social moderna.

ASPECTOS TÉCNICOS

La estimulación hidráulica es la tecnología clave para producir hidrocarburos a partir de depósitos difíciles y complejos, por esa razón es utilizada para la explotación de hidrocarburos no convencionales.

Si bien la técnica de la estimulación hidráulica está presente en la historia del petróleo desde casi 70 años y aproximadamente 60 años en nuestro país, la preocupación por la conservación del ambiente, que incluso se ha transformado en una disciplina de base científica en los últimos años, hoy exige que cualquier actividad que tenga riesgo de contaminación de acuíferos, emisión de contaminantes, uso de componentes químicos, gestión de residuos peligrosos, etc., sea correctamente evaluada para determinar si la misma se encuadra dentro

de los parámetros de riesgo admisibles para el lugar en donde se desarrollará. La estimulación hidráulica no es la excepción.

El uso de la técnica se ha expandido ampliamente en la actualidad y merece estudiar sus posibles efectos e impactos de forma integral en nuestro territorio, analizando estos aspectos bajo un enfoque multidisciplinar.

La Estimulación Hidráulica es un método de mejoramiento de la producción para pozos con baja o nula permeabilidad y esta técnica puede ser aplicada tanto en reservorios convencionales como no convencionales.

El método consiste en identificar las áreas productivas dentro del pozo, aislar con cemento la tubería sin costura para asegurar su estanqueidad, punzarla, inyectar el fluido de fractura junto a una herramienta aislante para evitar que el fluido inyectado retorne, fracturar la roca de baja permeabilidad con alta presión, inyectar aditivos junto al elemento de sostén (arenas de distintas características) y repetir este proceso distintas veces en función de la cantidad de fracturas que se quieran realizar, tanto en pozos horizontales como verticales.

Una vez terminada la actividad, el agua de fractura que retorna a la superficie es recuperada y enviada a un circuito estanco en donde es tratada, pudiendo ser recuperada para una próxima fractura. En caso de no usarse, puede ser inyectada en las mismas formaciones de producción de pozos.

Posteriormente comienza la etapa de producción del pozo, que es similar a la producción de hidrocarburos convencionales y que generalmente se prolonga por varios años.

Actualmente la intervención se realiza en lo que se llama "locación seca", donde los productos (agua, aditivos y otros) no tienen contacto con el suelo y sus procesos son registrados a través de tecnologías apropiadas.

Respecto a las inquietudes que el método genera, consideramos oportuno aclarar:

La posibilidad de sismicidad en superficie y en valores detectables por el ser humano y estructuras es altamente improbable dado que las operaciones se hacen a más de 1.500 metros de profundidad. Los sismógrafos de sensibilidad normal no los registran y las mediciones que hacen los técnicos en perforación en estos casos se realizan con instrumental altamente sofisticado y sólo sirven a los efectos de medir la eficiencia de la estimulación hidráulica en profundidad. Estos eventos son imperceptibles en superficie.

La posibilidad de contaminar acuíferos de agua dulce, que generalmente se encuentran como máximo a 200/300 metros de profundidad es muy remota, debido a que la técnica establece mecanismos de aislación de la tubería y control como el Cement Bond Log (CBL) y el Variable Density Log (VDL) para verificar su estanqueidad cuando atraviesan las napas de agua dulce. La zona de producción, por otro lado, se encuentra a por lo menos unos 1.000 metros más de profundidad separada por varias formaciones de distintas condiciones de impermeabilidad, por lo que la posibilidad de migración hacia las capas superiores es muy remota.

Los productos químicos utilizados son productos comunes en la industria en general, algunos con nombres comerciales propios por su formulación, pero cada uno cuenta con su hoja de seguridad correspondiente para identificar su composición y origen.

La cantidad de agua utilizada en una perforación con estimulación hidráulica es mayor que la que se usa en una perforación convencional, pero significativamente menor que la que se utiliza en otras actividades industriales, agrícolas y ganaderas.

Aun así, en el caso de Mendoza y al ser un bien crítico y de alto valor social, es necesario arbitrar los medios para hacer que esta actividad utilice la menor proporción de agua dulce posible, sea superficial o subterránea y maximice el uso de aguas tanto de formación (salinas y muy costosas de potabilizar) como de aguas de retorno de pozos (flowback). El Departamento General de Irrigación es en la Provincia de Mendoza el organismo que autoriza el uso de aguas para estas operaciones.

Existe normativa nacional, provincial y municipal que regula esta actividad; el cumplimiento de las mismas asegurará que la técnica se cumpla adecuadamente en resguardo de los riesgos ambientales y sociales que esta actividad involucra.

El Decreto Provincial N° 248/18 en particular, indica que las empresas deberán completar el procedimiento de evaluación de impacto ambiental dispuesto en los Decretos N° 437/93, 691/95 y 170/08, debiendo presentar un apartado especial con la siguiente información:

- Datos de los pozos (características, formación, acuíferos, esquema, locaciones múltiples)
- Datos de la integridad de los pozos existentes (corrosión, hermeticidad, cementación)
- Datos del proceso de fractura (ensayos de presión, intercomunicación, cantidades)
- Datos del Recurso Hídrico a utilizar (origen, permisos, almacenamiento)
- Datos de los aditivos a utilizar en la estimulación (análisis, declaración jurada)
- Datos del Agua de Retorno (análisis, almacenamiento, tratamiento)
- Datos de sismicidad (estudios de riesgos, fallas)
- Medidas de prevención y mitigación (cuidado del suelo, agua y aire)
- Medidas de control (plan de monitoreo)

En síntesis, en el Capítulo 3 se exponen los aspectos técnicos, contextualizando este procedimiento en la historia desde sus comienzos hasta nuestros días y la aplicación del mismo en nuestro país.

El análisis comprende el desarrollo del método de estimulación, desde la perforación del pozo hasta la puesta en producción de este, explicando paso a paso como se realiza la estimulación hidráulica.

Se analizan separadamente los elementos utilizados en esta técnica, comenzando por el Agua la cual representa el 95% del fluido de fractura. En esta sección se destacan tres aspectos importantes de la misma:

- Su uso como fluido de fractura
- El agua de retorno, su tratamiento, uso y disposición final si la hubiere
- Los acuíferos de agua dulce, protección y distancias a las formaciones productoras en nuestra provincia.

El segundo elemento analizado es el material de sostén (arena de distintas características), la cual representa un 4,5% del fluido de fractura. Se exponen las propiedades necesarias para trabajar como agente de sostén, su clasificación y los estándares API (American Petroleum

Institute) que deben cumplir referidos a tamaño y distribución granulométrica, esfericidad y redondez, resistencia, compresión, turbiedad, contenido de arcillas, limos, etc.

El tercer elemento que se detalla son los productos químicos, los cuales representan el 0,5% del fluido de estimulación hidráulica (en una estimulación se usan entre 8 a 12 aditivos generalmente). Se detalla la función de cada uno, concentración, descripción y hoja de seguridad, su función en la industria y en el hogar.

Se aborda también la incidencia de esta técnica en la sismicidad y los instrumentos de control del proceso que se deberán cumplimentar a fin de obtener la autorización del procedimiento, antes durante y después de la fractura.

Se detallan las recomendaciones API que definen los estándares y las mejores prácticas para los procesos de estimulación hidráulica:

- Guidance HF1: Operaciones de fractura Hidráulica, construcción de pozo e Integridad
- Guidance HF2: Manejo del agua
- Guidance HF3: Prácticas para mitigar los impactos asociados a la fractura Hidráulica
- STD 65-2: Aislamiento de las zonas potenciales de influjo
- RP 51R: Protección ambiental para las operaciones de producción de petróleo y gas

Finalmente se compara la formación Vaca Muerta con otras formaciones no convencionales tipo shale de Estados Unidos en términos de edad, extensión en superficie, profundidad, gradiente de presión, porosidad, espesor, tipo de querógeno, madurez térmica, COT, mineralogía; advirtiendo que la Formación Vaca Muerta presenta un gran espesor útil y una mayor variación en los rangos de la mayoría de las propiedades respecto a los shales de EEUU.

ASPECTOS AMBIENTALES

La afectación ambiental que las actividades antrópicas implican en el ambiente y sus comunidades es un hecho de relevancia desde diversos aspectos y perspectivas, que hacen necesario su abordaje multidisciplinar y de forma proactiva, participativa y preventiva, teniendo en cuenta los aspectos de sustentabilidad social y ambiental.

El Capítulo 4 de este Informe, “Aspectos Ambientales”, en sus tres bloques: Bases para la Gestión Ambiental de la actividad; Situaciones específicas en la interacción ambiente–actividad productiva y Consideraciones desde el punto de vista ambiental, propone y desarrolla aspectos básicos a considerar para gestionar desde el punto de vista ambiental y territorial la producción de hidrocarburos en reservorios no convencionales en la Provincia de Mendoza.

En el apartado “Variables ambientales y territoriales a considerar en los Estudios de Impacto Ambiental,” se describen las principales preocupaciones en cuanto a la potencial afectación de los componentes ambientales: recurso hídrico, suelo y territorio, poblaciones y asentamientos humanos, patrimonio natural y cultural, paisaje y biodiversidad.

En el informe, en el análisis de la variable ambiental: Recurso Agua, se destaca que para esta actividad representa uno de los aspectos más críticos y necesarios de gestionar adecuadamente por el valor y escasez que adquieren en Mendoza. Las extracciones asociadas con desarrollos a gran escala y realizados durante muchos años pueden tener un impacto acumulativo en cuencas hidrográficas o en aguas subterráneas. Este impacto acumulativo

potencial puede reducirse al mínimo o evitarse, trabajando junto con las agencias locales de recursos hídricos (Departamento General de Irrigación en Mendoza) para desarrollar un Plan que especifique cuándo y dónde efectuar las extracciones, en concordancia con la Autoridad Ambiental provincial.

En la Provincia de Mendoza se hace uso de agua de formación filtrada en zonas de yacimiento en donde este efluente es accesible para su uso en fracturación. En pozos aislados, la práctica más común es el uso de agua dulce. Sin embargo, la Autoridad de Aplicación podría exigir, el traslado de agua de formación desde otras locaciones, previos estudios de compatibilidad, agotando de esta forma todas las instancias de aplicar el reuso y no la extracción de agua dulce.

Mendoza, establece en el Decreto 248/18 Art. 7, que cualquier proyecto debe obtener además, el permiso del Departamento General de Irrigación (DGI), especificando que para nuevas áreas el DGI evaluará la sustentabilidad hídrica para extraer agua superficial para ser utilizada como agua de fractura y que la autorización de extracción quedará sujeta a la disponibilidad del recurso, siempre que no afecte derechos adquiridos de terceros. En el Art. 10 del Decreto citado, se establece que el agua de fractura, para el caso de yacimientos en producción, deberá provenir preferentemente del agua de formación. Asimismo, en el Art. 11 prohíbe durante las etapas de perforación, explotación y terminación de pozos no convencionales, la utilización del agua subterránea con aptitud para satisfacer el abastecimiento a poblaciones y otros usos productivos.

Respecto a la posibilidad de contaminación del recurso hídrico, se menciona que la mayoría de las rocas generadoras de hidrocarburos comienza a ser explotable a partir de los 1.500 metros bajo la superficie (en el sur de Mendoza) y los acuíferos de agua dulce se encuentran a menos de 300 metros por debajo de la superficie, separados de las formaciones generadoras de hidrocarburos por numerosas formaciones impermeables.

Respecto a la preservación de la calidad de agua subterránea a través de la estructura del pozo, preocupación frecuente, se detalla la práctica utilizada tanto para convencionales como no convencionales para asegurar la integridad de los pozos. Se indica que el CBL - Cement Bold Logs o perfil calidad cemento y las pruebas de presión deben ser una exigencia de la Autoridad Ambiental y no una decisión empresarial.

Respecto al riesgo de que las fracturas se propaguen desde formaciones de esquisto para llegar hasta los acuíferos se considera muy reducido en Vaca Muerta por las distancias verticales que separan los acuíferos de agua dulce y la formación.

Sin embargo, el riesgo con mayores probabilidades de efectuarse es el de contaminación del agua superficial y del suelo, ligado a las actividades de superficie, que en general dependen de buenas prácticas en la locación principalmente asociadas a almacenamiento de efluentes, manejo de sustancias químicas, integridad de la locación seca, así como posibilidades de accidentes tanto en la locación como en los traslados. Es aquí donde el control, al igual que en su paralelo, la explotación convencional, deben ser planificadas, coordinadas y permanentes.

Con respecto al uso del suelo y el territorio, surge del análisis que es necesario un abordaje a escala de planificación de nuevas áreas, en el marco de una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) que tienda a ordenar el territorio con vocación petrolera, identificando áreas de

exclusión, mitigando la fragmentación del hábitat y evitando afectación a la población, así como también estimulando la actividad desde la lógica de la sustentabilidad ambiental y territorial. Este abordaje de la EAE, posee herramientas en nuestra legislación actual, de la que aún no se han visto inicios en cuanto a su intención de aplicarla para evaluar más allá de los beneficios que traería a la Provincia de Mendoza, y en donde diferentes sectores tendrían la posibilidad de intervenir y participar.

Resulta de importancia que el Estado provincial y municipal, evalúen efectos sobre la estructura territorial, infraestructura pública, demanda de servicios y la calidad de vida de poblaciones que podrían encontrarse en el área de influencia directa e indirecta del centro de actividad de hidrocarburos no convencionales. Este abordaje debe enfocarse en el marco de la Ley N° 8051/09 de Ordenamiento Territorial y Usos del Suelo de la Provincia de Mendoza que impulsa el desarrollo sustentable, armónico y equilibrado de nuestro territorio, a fin de poder administrar los efectos que se comunican como positivos, pero que, sin embargo, este estudio identifica como potenciales generadores de problemas sociales y territoriales.

En este Capítulo, además, se identifican las necesidades en cuanto a los análisis de línea de base y medidas de control en los estudios ambientales por componente ambiental para mantener niveles de riesgo aceptables. Del mismo modo, se hace referencia al seguimiento y vigilancia desde las Autoridades de Aplicación involucradas como complemento a lo ya normado por el Dec. 248/18 que reglamenta la evaluación de impacto ambiental de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en la Provincia de Mendoza.

Por otro lado, se mencionan los aspectos ambientales de la actividad productiva que pudiesen interactuar con los factores ambientales tales como sustancias químicas utilizadas, efluentes, emisiones gaseosas, ruido, sismicidad y accidentes industriales mayores señalando sus características principales, las necesidades de profundidad de abordaje en las evaluaciones ambientales y aportes al control del Estado como complemento a lo normado por el Decreto 248/18. Sin embargo, estos aspectos, requieren de una gestión adecuada mediante buenas prácticas de manejo, al igual que en el petróleo no convencional, y de un nivel de control integral y orientado a prácticas con riesgos críticos.

Bajo el título “Consideraciones desde el punto de vista ambiental” se proponen diferentes tipos de estudios ambientales según la escala del proyecto a evaluar. Algunas veces coincidiendo con el Dec. 248/18, otras veces, proponiendo diferentes abordajes mediante el uso de Evaluaciones Ambientales de diferente escala, ya existentes dentro de la legislación provincial vigente. También se identifican puntos críticos de control durante el proceso de evaluación y puesta en marcha de un proyecto, relacionándolos con los principales aspectos ambientales de la actividad identificados precedentemente.

Se describen los principales desafíos que tiene el Estado en materia de vigilancia y control de la actividad (información de base, redes de monitoreo, prácticas recomendadas, inspecciones y auditorías), mecanismos de participación, consulta y accesibilidad a la información pública así como de necesidades de capacidades de las instituciones locales.

Como actividad productiva a nivel de proyecto, tiene riesgos asociados que pueden ser manejados y controlados para que no superen umbrales aceptables de riesgo. En este sentido, el Decreto 248/18 es una herramienta de valor, que puede ser mejorada o ampliada en base a

las recomendaciones de este informe. Sin embargo, la planificación a nivel de plan de desarrollo energético de la provincia debe ser abordada con una visión estratégica, a escala mayor que la que puede brindarnos una herramienta de evaluación de impacto ambiental, como se ha mencionado anteriormente.

Por último, una reflexión acerca de qué beneficios deben ser generados a partir de asumir un nivel de riesgo aceptable por parte de la sociedad. Es decir, bajo qué lineamientos y con qué herramientas existentes en nuestra legislación ambiental – territorial deben gestionarse la renta económica para que la aceptación social y ambiental del riesgo tenga sentido.

La gestión ambiental en el diseño, planificación, abordaje, puesta en marcha de cualquier actividad debe estar presente y debe ser gestionada por el Estado, quien debe asegurar: la participación de los actores implicados, la transparencia y accesibilidad pública, la dotación de recursos necesarios y adecuados y por sobre todo, la sustentabilidad social y ambiental.

ASPECTOS SOCIO ECONÓMICOS

Una herramienta de gran utilidad para la planificación energética de un país es su Matriz Energética que representa la totalidad de energía que utiliza un país a través de sus fuentes primarias: combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón, hidráulica, nuclear, renovables y otras. Permite realizar análisis y comparaciones sobre los consumos energéticos de un país a lo largo del tiempo o compararlo con otros países.

La Argentina, al igual que el resto del mundo, utiliza un alto porcentaje de combustibles fósiles. El petróleo y el gas alcanzan cerca del 85% del total de la oferta energética primaria del país.

La Matriz Energética Mundial Primaria tiene un 81% de participación de fósiles (petróleo, carbón y gas), un 5% nuclear y el 14% restante de energías renovables (hidráulica, biomasa, geotérmica, solar y eólica). La participación de fósiles para 2040 se estima que bajará a un 75%, pero sin duda seguirá siendo significativa.

La tendencia mundial es migrar a las energías renovables, especialmente para la generación de energía eléctrica. Uruguay es un buen ejemplo, que con acertadas políticas energéticas ha logrado cubrir en gran medida su consumo eléctrico con energías renovables, aun así, los hidrocarburos siguen aportando el 40% de su energía primaria.

Por largo tiempo el mundo va a seguir necesitando de las fuentes fósiles para cubrir sus requerimientos energéticos.

Argentina depende en un 64% de los hidrocarburos para la producción de energía eléctrica. El petróleo y el gas son utilizados además ampliamente en el transporte, la industria, el agro y los consumos domésticos. La industria petroquímica además los utiliza para la elaboración de materiales que servirán para la fabricación de múltiples productos de usos industriales y personales.

La producción de hidrocarburos en Argentina no escapa a la problemática mundial: los yacimientos maduros bajan indefectiblemente su producción año tras año y hay escasas posibilidades de descubrir nuevos yacimientos de relevancia en nuestra geografía.

El país alcanzó su peak oil (pico máximo de producción) en 1998 para el petróleo y en 2005 para el gas. Los niveles de reservas van en franca caída, luego de los máximos alcanzados cercanos al año 2000.

Argentina es “gas dependiente”. Así lo indica su ubicación como segundo país en el mundo, después de Rusia, en la proporción de gas natural utilizado respecto a otras energías primarias. Además, hoy importa el 24% de su consumo de gas. Además para la generación eléctrica, sustituye un 6% del gas por combustibles líquidos, más caros y con mayor efecto en emisiones a la atmósfera.

La reciente explotación de recursos no convencionales de gas y petróleo abre un nuevo panorama energético para nuestro país.

Estos recursos se encuentran fundamentalmente en la Cuenca Neuquina, en la Formación Vaca Muerta que es una de las formaciones de shale más promisorias del mundo. Argentina se presenta como el segundo país en el mundo por contar con recursos de shale gas recuperables, aumentando sus reservas aproximadamente 68 veces con respecto a sus reservas probadas de gas convencional. En shale oil ocupa el cuarto lugar mundial y con Vaca Muerta sus recursos aumentarían las reservas multiplicándolas por 10 veces las actuales reservas convencionales.

Estos recursos han comenzado a producir mediante la técnica de estimulación hidráulica, especialmente en la provincia de Neuquén. La producción ha tenido un crecimiento sostenido a partir de 2012 con fuertes inversiones, actualmente el shale representa el 8% en la producción de crudo del país y el 3,5% en gas.

Mendoza es la 4° provincia productora de petróleo con el 16% del total de crudo nacional producido. En nuestra provincia la situación es similar a lo que ocurre a nivel nacional, con una caída sostenida en la producción debido a la madurez de sus yacimientos. Las reservas comprobadas provinciales a su vez tienen una tendencia declinante, tanto para petróleo como para gas.

Una parte de la formación Vaca Muerta se encuentra en Mendoza, específicamente en el departamento de Malargüe, responsable del 60% de la producción de crudo y del 98% del gas producido en nuestra provincia.

Mendoza cuenta además con industrialización de hidrocarburos. La refinería de YPF localizada en el departamento de Luján de Cuyo es la segunda planta en capacidad de refinación de la Argentina, con una participación del 18% en la cantidad de crudo refinado. Es una de las más tecnificadas y la de mayor conversión del país, produciendo combustibles de alto valor agregado, entre los que se destaca el gas oil grado 3 con una proporción del 48% respecto a la producción nacional.

Esta refinería sólo puede abastecerse de la producción local. La Refinería Luján de Cuyo está diseñada para procesar crudos de las Cuencas Cuyana y Neuquina, de allí su dependencia al nivel de producción en estas cuencas. No es el caso de otras refinerías del país que cuentan con puertos marítimos o fluviales para la recepción de crudos, inclusive importados, que les da flexibilidad en sus posibilidades de abastecimiento.

Si la producción de hidrocarburos sigue cayendo, no sólo se afecta la actividad en upstream sino también la refinación y distribución de combustibles para gran parte del país, con importantes impactos económicos y sociales.

Si se analiza la balanza comercial energética del país, se observa que se ha pasado de un superávit de 6.081 millones de dólares por año en 2006 a un rojo de 6.902 millones en 2013. En 2017 ha sido de 3.272 millones de dólares de déficit, generando el sector energético un importante impacto, ya que representa más del 40% de la balanza comercial total del país. Se pasó de un superávit acumulado en 7 años de USD 30.000 millones (2004-2010) a un déficit acumulado de USD 29.500 millones (2011-2017).

En Mendoza la actividad hidrocarburífera representa aproximadamente el 24,9% del Producto Bruto Geográfico provincial, considerando la suma del sector explotación de minas y canteras y parcialmente los sectores Industrias manufactureras y construcción. Sin duda la actividad hidrocarburífera ha sido siempre motor del crecimiento de la economía de nuestra provincia.

Las regalías de la provincia de Mendoza están en el orden de los 200 millones de dólares anuales en promedio considerando los últimos 15 años, siendo el petróleo quien aporta la mayor proporción (más del 90%). Los montos que percibe la provincia en este concepto se ven afectados tanto por la caída de la producción como por la baja del precio del crudo a nivel internacional. Las regalías representan el 10% de los ingresos de origen provincial de la Administración Pública en Mendoza y entre el 5% y el 7% de los ingresos corrientes de la provincia en la ejecución presupuestaria de los últimos tres años (2015-2017).

En el caso de Malargüe, si bien las regalías que recibe el municipio han decrecido, sigue siendo la principal fuente de recursos corrientes municipales. En este departamento, la actividad de minas y canteras ha representado para el periodo 2003-2015 un 93% promedio en términos reales del Sector Primario.

Según información del INDEC, el petróleo representa el 37% de las exportaciones del país. Desde el 2007 la balanza comercial del sector energético muestra un déficit hasta 2015, donde comienza el repunte, buscando recuperarse. Este panorama está cambiando debido al incremento en producción de gas de Neuquén a través de la explotación de no convencionales, por lo cual se avizora que de continuar esta tendencia, es muy probable que vuelva a exportarse en un futuro cercano.

Estudios prospectivos indican que la incorporación de la explotación de Vaca Muerta generaría un incremento promedio anual de 0,5% en el PBI de Argentina desde 2014 a 2035, donde 0,3% correspondería a la extracción de petróleo y gas directamente, 0,1% al aporte de las 10 principales industrias vinculadas y el 0,1% restante al impacto inducido.

En este escenario se estima que la contribución promedio anual de Vaca Muerta al PBI Argentino para 2035 estaría entre 62.200 en una visión conservadora a 67.800 millones de dólares en una posición más optimista.

Respecto a las proyecciones de la explotación de Vaca Muerta en territorio mendocino, se considera una situación similar a la cuenca en territorio neuquino aunque con menor intensidad.

La situación de los hidrocarburos en Mendoza analizada a través del Valor Agregado Bruto del sector primario, muestra una caída desde el año 2003. El sector minas y canteras es de relevancia en el VAB de Malargüe ya que para el período 2003-2015 constituyó un 93% en promedio en términos reales.

Respecto a Vaca Muerta en Mendoza, sobre la base de la información y supuestos de la experiencia realizada por Neuquén para un horizonte de 25 años, se plantea un escenario con 165 pozos a través de fractura hidráulica. Esto permitiría alcanzar una producción anual entre los años nº 15 y nº 20 de más de 1 millón de m³, esto a valores de producción actual es aproximadamente un 23% de shale oil vs petróleo convencional.

Si se valora económicamente esta producción, lo recaudado entre los años nº 15 y nº 20 en concepto de regalías estaría en el orden de un 32% a un 55% de incremento respecto a las del año 2017. A esto hay que sumar lo pertinente a Ingresos brutos que es el 1,5% del valor de la producción anual.

Respecto a la mano de obra que generaría la actividad en el área de Vaca Muerta, estaríamos en el orden de 19.900 empleos promedio anuales en un escenario conservador y 21.000 para un escenario más optimista. Para Mendoza corresponderían 1.500 y 1.583 empleos promedio anuales para estos escenarios.

Otros efectos importantes se generan en la producción de arenas, caños sin costura, cemento y otros materiales, utilizados tanto para perforación en sí, como en obras de infraestructura, accesos, conducción de fluidos y servicios varios. Al respecto se espera un incremento en la demanda de estos productos y servicios que impactaría positivamente en estas industrias.

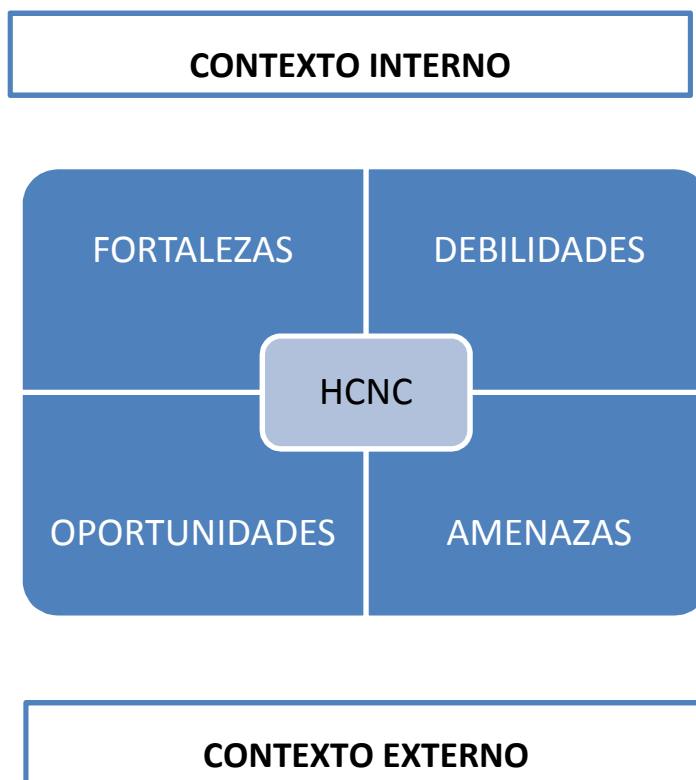
Un aspecto relevante es la modificación en la demanda de formación profesional. Se incentivan carreras técnicas, de grado y posgrado que hoy tiene pocos interesados como son geología y las ingenierías relacionadas con la actividad, lo que permite diversificar la formación hacia áreas de vacancia facilitando la incorporación del profesional a la vida laboral. Un ejemplo de ello, es la reciente apertura de la carrera de Geología de la Universidad Nacional de Cuyo en Malargüe.

Más allá de estos datos, la demanda de insumos y servicios de la explotación de hidrocarburos no convencionales, podría tener un impacto considerable sobre las empresas de servicios petroleros de la provincia, para lo cual es conveniente analizar la normativa vigente en otras provincias para replicarla en nuestra provincia e incentivar la contratación de proveedores locales como prioridad en territorio mendocino.

CONSIDERACIONES GENERALES

Se realiza un diagnóstico actual sobre la utilización del método de estimulación hidráulica en la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Mendoza, a través de un análisis FODA.

El análisis FODA consiste en obtener conclusiones sobre la forma en que el objeto estudiado será capaz de afrontar los cambios y las turbulencias en el contexto externo, (oportunidades y amenazas) a partir de sus fortalezas y debilidades internas.



Fortalezas

- La actividad petrolera, tanto de producción como de refinación, ha sido siempre un sector relevante dentro de la matriz productiva de Mendoza.
- Mendoza es una provincia con tradición petrolera y cuenta con empresas especializadas en servicios petroleros.
- Se dispone de un conjunto de normas relevantes que regulan la cuestión ambiental en todos los niveles. Mendoza es pionera en materia ambiental a nivel nacional y tiene una fuerte legislación orientada al cuidado del ambiente y el agua.
- La producción de HCNC no compete en forma directa con otras actividades productivas en la zona provincial de mayor producción y potencial (Malargüe).
- La producción de HCNC podría resolver el problema de baja en la carga de la Refinería Luján de Cuyo por problemas de disminución en la producción de las Cuencas Cuyana y Neuquina.
- Las formaciones a explorar en la provincia de Mendoza se encuentran a profundidades mayores a los 2.500 metros, muy por debajo de los acuíferos de agua dulce, lo cual hace más segura su extracción y disminuye los riesgos ambientales de migraciones de hidrocarburos a las napas freáticas.
- La formación Vaca Muerta posee cuatro propiedades geológicas que la distinguen como una formación de shale única en el mundo: a) importante cantidad de Carbón Orgánico Total (TOC), b) alta presión, c) buena permeabilidad y d) gran espesor.

- A diferencia de lo que ocurre con otras formaciones de shale en distintas partes del mundo, en nuestro territorio se encuentran en zonas petroleras alejadas de centros urbanos, lo que facilita notablemente las operaciones y disminuye los impactos que pudiesen generarse sobre poblaciones. En la zona potencial de Vaca Muerta en Mendoza existe una importante actividad de producción de gas y petróleo convencional, por lo que se cuenta con la infraestructura y servicios necesarios para el desarrollo del shale.
- La provincia ya cuenta con la Ley y el Plan de Ordenamiento Territorial (POT), encontrándose actualmente en el proceso de implementación de los POT municipales, momento propicio para la incorporación de esta actividad en los mismos, así como también para definir zonas de exclusión y de desarrollo de esta actividad.
- La explotación de HCNC en la provincia permitirá evitar la caída del ingreso por regalías y generará ingresos adicionales por Ingresos Brutos.

Debilidades

- El método de estimulación hidráulica es cuestionado por parte de la sociedad.
- En la actualidad existe poco desarrollo de la actividad de HCNC en la provincia, solamente se han practicado pozos pilotos.
- La técnica de estimulación requiere de mayor cantidad de agua que la perforación tradicional.
- Existe desconocimiento por parte de la sociedad sobre los efectos ambientales que esta actividad pudiera producir.
- La sociedad pone en duda la eficacia de los controles que realizan los organismos provinciales.
- Se visualizan debilidades en la estrategia comunicacional por parte del Estado provincial, que a su vez no resulta integral ni proactiva.
- Existe una carencia de información y datos de base (por ejemplo, geológicos, de hidrogeología, etc.). La información disponible está sin sistematizar y dispersa en diferentes organismos del Estado.
- Falta cobertura espacial de monitoreo de diferentes factores ambientales de las áreas de proyecto (emisiones, agua, sismicidad, etc.).
- Faltan herramientas que mejoren el acceso a la información pública y den mayor transparencia a los procesos.

Oportunidades

- Existen importantes reservas de HCNC en la Formación Vaca Muerta tanto de gas como de petróleo.
- Los HCNC permitirán resolver el desbalance energético del país en el mediano plazo.
- El desarrollo de los HCNC en la provincia permitirá evitar la caída en el nivel de actividad de las empresas petroleras y de servicios petroleros locales.
- Existe interés por incentivar la explotación de HCNC a nivel mundial y Mendoza forma parte de la principal reserva existente en el país.



- Disponibilidad de fondos internacionales para la producción de hidrocarburos (que implican mayor inversión, trabajo, infraestructura, restauración ambiental, desarrollo de energías alternativas, etc.).
- Posibilidad de desarrollar nuevos protocolos o metodologías de control articulados, que incorporen aspectos tecnológicos y abordajes multidisciplinarios.
- Cambio cultural de las empresas de hidrocarburos respecto al cuidado del ambiente.

Amenazas

- Caída en el precio internacional de los hidrocarburos.
- Sensibilidad social
- Desinformación.
- Manejo político y territorial.

CAPÍTULO 1 – CONCEPTOS GENERALES

Qué es el petróleo

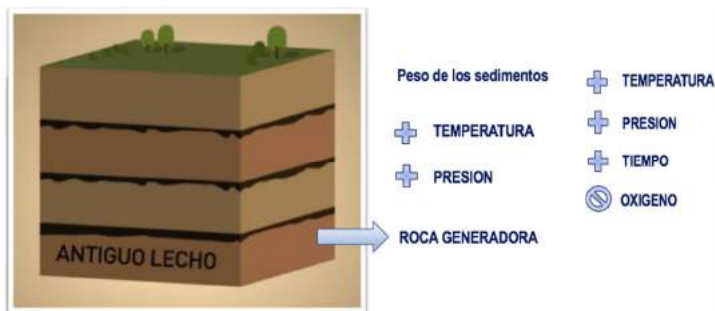
El petróleo es una mezcla de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos, cuyos componentes son fundamentalmente Carbono e Hidrógeno. Es oleaginoso, espeso, de color oscuro e insoluble en agua.

Es de origen fósil, fruto de la transformación de materia orgánica depositada en grandes cantidades en fondos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, a través de millones de años, las cuales fueron posteriormente enterradas bajo pesadas capas de sedimentos. Esto sucedió cuando la tierra era mayormente agua y los continentes estaban dispuestos distintos a lo que conocemos hoy.

La materia orgánica (restos de plantas, microorganismos, etc.) comenzó a depositarse en el fondo de mares, lagos y fiordos y con el transcurso del tiempo fue quedando enterrada por sedimentos.

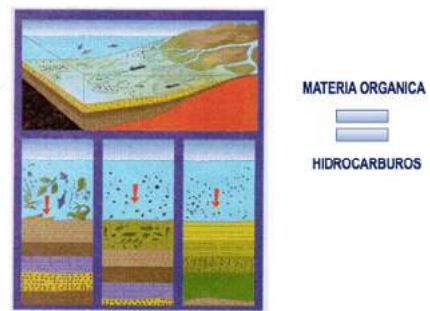
A medida que se iban profundizando, aumentaba la presión y la temperatura y éstas, en ausencia de oxígeno produjo la diagénesis, proceso que hizo que esa materia orgánica fuera atacada en los fondos fangosos por bacterias anaerobias que consumieron su oxígeno dejando únicamente moléculas de carbono e hidrógeno llamadas hidrocarburos. La roca en la que se generó el hidrocarburo se denomina roca madre o generadora.

Roca generadora



Fuente: IAPG

Deposición de materia orgánica

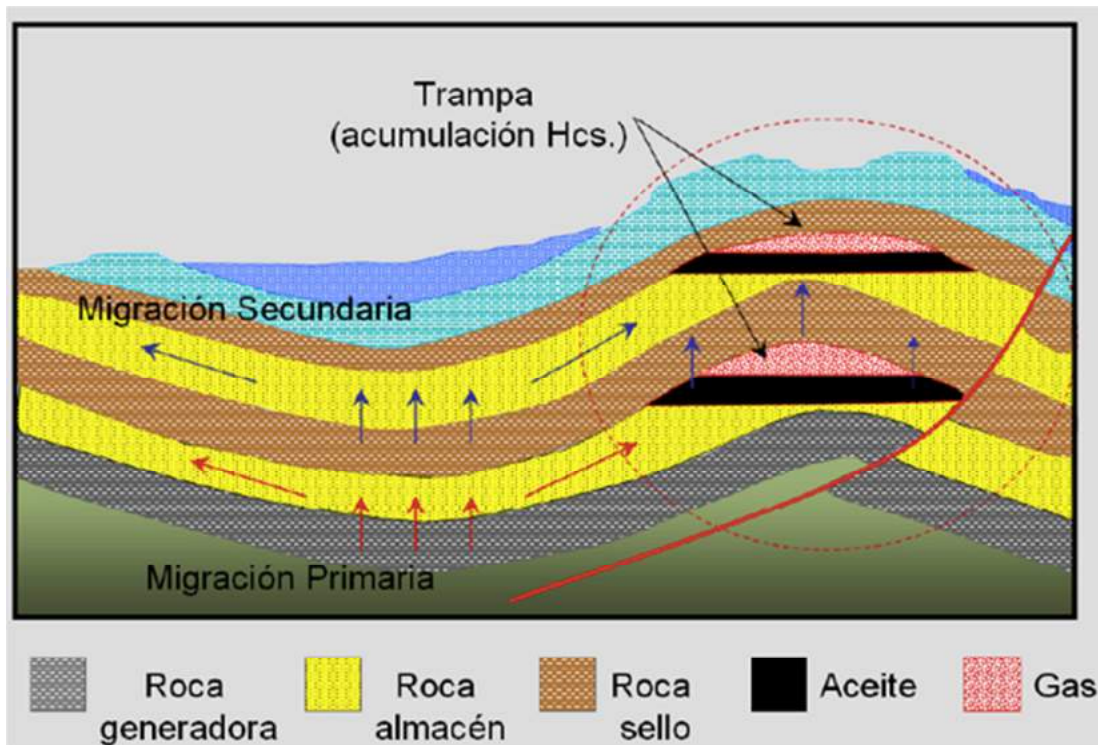


Fuente: IAPG

Esta roca generadora, al ser una roca de muy baja permeabilidad, es decir con baja capacidad de fluidez, permitió que el hidrocarburo quedara atrapado en ella. Los movimientos tectónicos producidos a través de los siglos provocaron fisuras en la roca, lo que hizo que los hidrocarburos que estaban atrapados en la misma comenzaran a migrar.

Un sistema petrolero convencional consiste en una roca madre donde se originó el hidrocarburo, una roca reservorio donde parte del hidrocarburo tuvo la posibilidad de migrar, es decir, una roca con capacidad de almacenamiento (porosa), con capacidad de fluidez (permeabilidad) y con capacidad de atrapar, sellar (impermeable).

Sistema petrolero



Fuente: Geología – Universidad de Olmecca

Usos del petróleo

El petróleo se usa como combustible debido a la gran cantidad de energía que tienen las moléculas que lo componen. Cuando éstas se ponen en contacto con el oxígeno, en la combustión se rompen y liberan la energía que se utiliza.

Pero el petróleo no es solo importante como productor de energía, sino que también sirve de materia prima para más de 2.000 productos que utilizamos en nuestra vida cotidiana. A continuación, se detallan algunos de los mismos:

- Industria: plásticos, aceros, electrodos, cables de comunicación, fibra óptica, aceites, lubricantes, parafinas, etc.
- Alimentación: antioxidantes, conservantes, envasado de alimentos, latas, botellas, etc.
- Textil: fibras sintéticas, nailon, tratamiento de pieles, suelas zapatos, etc.
- Limpieza: shampoos, detergentes, productos de limpieza, etc.
- Agricultura: Insecticidas, herbicidas, fertilizantes, etc.
- Medicina: Prótesis, implantes de odontología, lentes, pomadas, etc.
- Combustible: calefacción, automóviles, aviones, etc.
- Construcción: pavimentos, cementos, hormigón, pinturas, etc.
- Muebles: aglomerados, productos laminados, etc.

- Papel: libros, tratamiento de papel y cartones.
- Otros productos de uso cotidiano: alfombras, bolsas, fósforos, mangueras, chalecos salvavidas, juguetes, bolígrafos, pegamento, etc.

Usos del Petróleo



Fuente: CEPERA - <http://cepera.com.ar/>

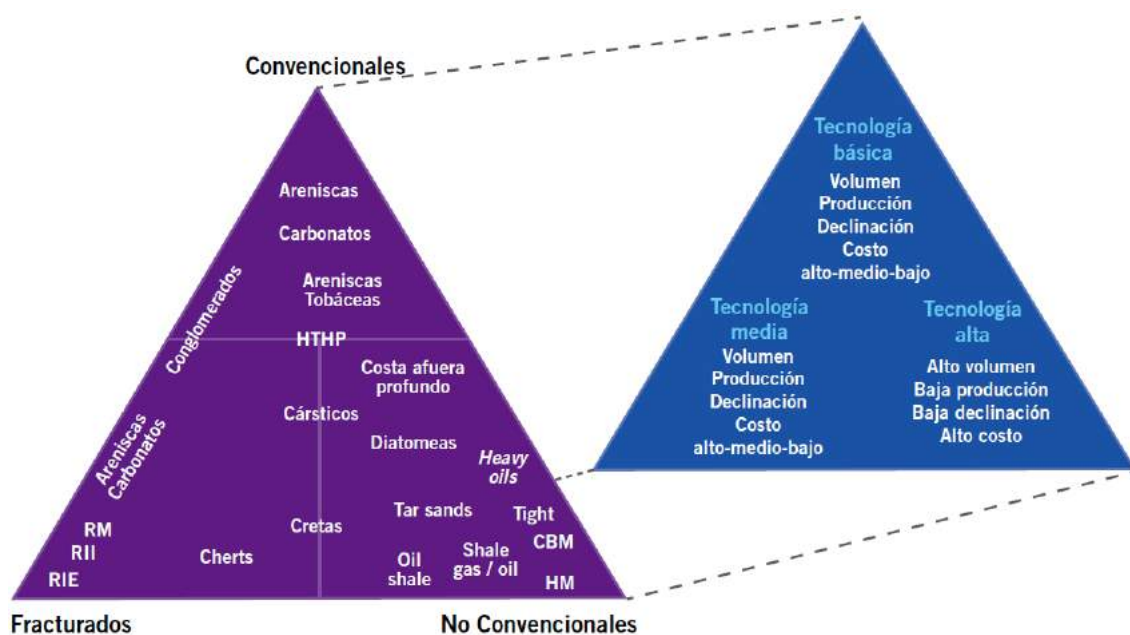
Hidrocarburos en reservorios convencionales y no convencionales

Como está descrito, el Sistema Petrolero “convencional” consiste en la roca madre, la roca reservorio, la roca sello, los procesos (generación-migración-acumulación) y la preservación del hidrocarburo generado, migrado y acumulado en la roca reservorio. Si falta alguno de estos elementos tenemos que hablar de un Yacimiento No Convencional.

Las perspectivas de encontrar nuevas cuencas productoras de gran volumen siguiendo el paradigma del sistema petrolero convencional en todo el mundo se está agotando, es por eso que los sistemas No Convencionales van a determinar los niveles de reservas de hidrocarburos en el futuro cercano. Los principales tipos de Reservorios No Convencionales son:

- Metano ligado a bancos de carbón (coal bed methane). Se trata de gas adherido a las superficies de la materia orgánica macerada en bancos masivos de carbón en profundidad.
- Gas de centro de cuenca (basin-centered gas). Se trata de acumulaciones de gas ubicadas en profundidades mayores a 3.500 metros, sometido a presiones extremas.
- Hidratos de gas. Se trata de un material parecido al hielo, compuesto por moléculas de agua en estado sólido, cuya estructura cristalina atrapa una molécula de gas metano. El gas de este tipo proviene de la descomposición microbiana de materia orgánica. Los hidratos de gas se encuentran en los fondos oceánicos y en menor medida en suelos congelados en zonas árticas
- El petróleo o gas que no migró y quedó en la roca madre (Shale-Oil y Shale-Gas)
- Reservorios Tight (literalmente apretado) en los que el gas queda atrapado en un tipo de roca de muy baja permeabilidad.

Taxonomía de Reservorios



RM: rocas metamorfoicas, RII: rocas ígneas intrusivas, HTHP: alta presión y alta temperatura, RIE: rocas ígneas extrusivas, RM: hidratos de metano, CBM: metano entrampado en mantos de carbón

Fuente: *Taxonomía de reservorios (Stinco, 2009).*

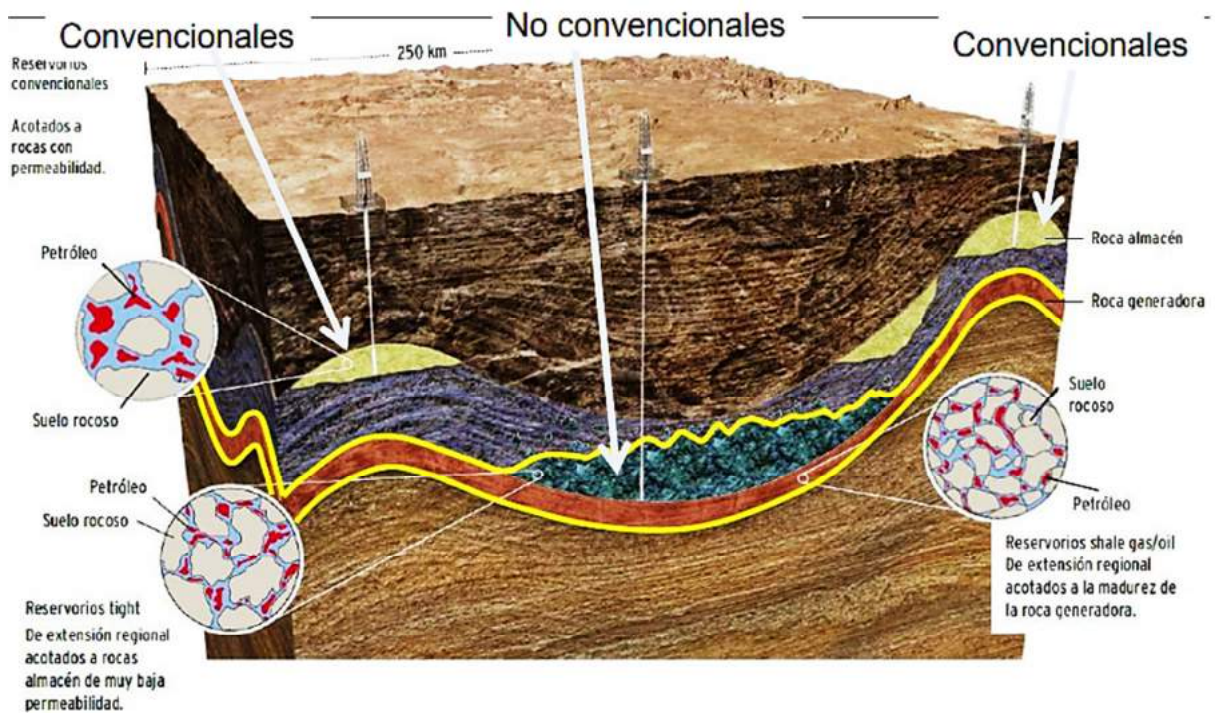
Los hidrocarburos No convencionales pueden ser de las formaciones tipo "shale" (esquisto o lutita en español), como Vaca Muerta y de formaciones "tight". En ambos casos, se trata de formaciones muy compactas. Las "tight" son de baja permeabilidad, las "shale" son directamente impermeables.

Los yacimientos no convencionales requieren de alta tecnología para poder producir los hidrocarburos. Algunos de estos reservorios no convencionales producen a partir de la

perforación de pozos verticales u horizontales, tal y como se realizan con los reservorios convencionales y naturalmente fracturados.

En el caso de los reservorios tipo Shale oil (petróleo en lutitas) o Shale gas (gas en lutitas), como los reservorios Tight (arenas compactadas), sólo pueden ser explotados mediante Estimulación Hidráulica, ya que a través de esta técnica es posible generar una permeabilidad secundaria, es decir, crear canales para que el gas o el petróleo se muevan de las formaciones productivas hacia los pozos.

Hidrocarburos convencionales y no convencionales



Fuente: Víctor Ramos, Universidad de Buenos Aires

En Argentina hay formaciones con potencial como reservorios no convencionales del tipo shale oil o gas y tight en su territorio, algunas ya están testeadas y en producción y otras se presentan como oportunidades.

En la siguiente figura se puede observar las formaciones No Convencionales de Argentina y aquellas con potencial como las que muestran otras oportunidades.

Formaciones No Convencionales en Argentina



Fuente: YPF

CAPÍTULO 2 – ASPECTOS LEGALES

Proemio

Se pretende desarrollar un análisis de las principales normas que regulan, en primera instancia, la cuestión ambiental en general, para luego avanzar en el complejo de normas que regulan específicamente a los hidrocarburos.

El análisis normativo involucra a todos los niveles del Estado. Comenzando lógicamente por las normas constitucionales por su jerarquía superior, para luego descender a las leyes en sentido formal, y a los decretos y resoluciones emitidas por organismos del Poder Ejecutivo. Todo este estudio, se contextúa tanto en el ámbito nacional, provincial como municipal.

Dentro del marco del análisis normativo, cabe hacer una especial referencia al Decreto 248/2018, el cual reglamenta el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos sobre formaciones no convencionales, ampliando la regulación sobre los Decretos 437/93 y 170/08 que regulan la EIA en toda actividad petrolera, incluso la no convencional.

Luego de la detallada descripción al complejo de normas, resulta necesario adentrarse en las competencias para ejercer el contralor de la actividad, y la estructura administrativa dispuesta a los fines de resolver esta problemática compleja.

Se considera fundamental, incorporar en este proceso a organismos gubernamentales, como el Departamento General de Irrigación y los Municipios.

Finalmente cabe hacer una referencia a los principios de participación ciudadana, y en pos de fortalecer mecanismos de transparencia y divulgación de la información. Asimismo, cabe hacer mención a los pueblos originarios, actores de gran vulnerabilidad, dentro de la estructura social moderna.

Normativa nacional

Constitución Nacional – artículos 41, 43, 124 y concordantes

La reforma de la Constitución Argentina del año 1994 incorpora a través del artículo 41 la denominada “cláusula ambiental.”

***Artículo 41-** Todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo. El daño ambiental generará prioritariamente la obligación de recomponer, según lo establezca la ley.*

Las autoridades proveerán a la protección de este derecho, a la utilización racional de los recursos naturales, a la preservación del patrimonio natural y cultural y de la diversidad biológica, y a la información y educación ambientales. Corresponde a la Nación dictar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección, y a las provincias, las necesarias para complementarlas, sin que aquellas alteren las

jurisdicciones locales.

Se prohíbe el ingreso al territorio nacional de residuos actual o potencialmente peligrosos, y de los radiactivos.

Es una disposición compleja en tanto convergen en ella: el reconocimiento del derecho al ambiente y el deber correlativo de preservarlo, la sustentabilidad como principio rector de esencia intergeneracional, deberes tutelares a cargo de las autoridades, una especial distribución de competencias federales y el establecimiento de prohibiciones, todo lo cual conforma el núcleo del sistema jurídico ambiental. Enseña el maestro Mario Valls, “la reforma de 1994 incluyó en la Constitución el Art. 41, verdadero decálogo ambiental, que reconoce derechos e impone deberes a los habitantes, encomienda al Estado proveer distintas prestaciones ambientales, amplía las atribuciones del gobierno federal para la protección ambiental y prohíbe introducir al país residuos actual o potencialmente peligrosos.”¹

De esta forma, en el capítulo 2 de la Primera Parte, intitulada Nuevos Derechos y Garantías, incorpora en forma expresa el Derecho a un ambiente sano, el cual fuera reconocido en fallos anteriores a través del Art. 33 de la Constitución², con los llamados derechos implícitos.

Asimismo, el Código Civil y Comercial de la Nación incorpora expresamente entre sus preceptos la cuestión ambiental, a través de los Arts. 14, 240 y 241, formando “lo que Cafferatta denomina la columna vertebral del derecho ambiental en el nuevo código, estableciendo la regulación a través de las normas ambientales fundamentales, como lo son la leyes de presupuestos mínimos de protección ambiental y por otro lado fijando pautas de interpretación para los jueces.”

Este proceso que se ha denominado de “constitucionalización del derecho privado”, no hace más que fortalecer el sistema jurídico ambiental argentino, vinculando estrechamente dos campos del derecho que históricamente se han analizado como enfrentados: el derecho público y el derecho privado.

En el art. 41 CN, el derecho a un ambiente sano se vincula con el principio de sustentabilidad.³ “La sustentabilidad como factibilidad ambiental, parte de una visión económica de la problemática ambiental, que tiene sus raíces en el pensamiento moderno, con la generación

¹ Cfr. Mario VALLS, *Derecho ambiental*, Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires, 2008, p. 77.

² Art. 33 Const. Nac. Arg.: “Las declaraciones, derechos y garantías que enumera la Constitución no serán entendidos como negación de otros derechos y garantías no enumerados; pero que nacen del principio de la soberanía del pueblo y de la forma republicana de gobierno”

³ “La referencia de la cláusula constitucional a las generaciones futura abre el análisis a una dimensión novedosa y lo vincula – en nuestro criterio – a la definición misma de *Nación*.

Si como se ha dicho, la Nación se ‘ubica temporalmente’ en un presente que resume afinidades históricas y alberga expectativas de un futuro común, entonces su sustentación se vincula:

- Con la necesidad de que la sociedad actual no traicione el legado recibido, y
- Con la exigencia de que no intente construir cualquier proyecto para el porvenir.

En términos medioambientales, la *Nación* entendida como vinculación intergeneracional respetuosa y responsable supone evitar contraer en el presente una ‘deuda ambiental’ que deba ser soportada o sufrida por el porvenir...” Horacio D. ROSATTI, *Derecho ambiental constitucional*, Ed. Rubinzal Culzoni, Santa Fe, 2004, p. 73.

de una clara conciencia respecto del crecimiento de la civilización humana y las limitaciones materiales que este crecimiento impone al ecosistema tierra.

El Principio 1 de la Declaración de principios de la Conferencia de Río de Janeiro sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (ECO '92) reza: *“Los seres humanos constituyen el centro de las preocupaciones relacionadas con el desarrollo sostenible. Tienen derecho a una vida saludable y productiva en armonía con la naturaleza.”*

Complementando el alcance del precepto constitucional, el art. 240 del CCCN al disponer los límites al ejercicio de los derechos individuales establece que: *“no debe afectar el funcionamiento ni la sustentabilidad de los ecosistemas de la flora, la fauna, la biodiversidad, el agua, los valores culturales, el paisaje, entre otros, según los criterios previstos en la ley especial”*. Aspecto fundamental para coordinar el punto de contacto entre el ejercicio de los derechos patrimoniales, como los que corresponden al proponente de una actividad extractiva o industrial, y los derechos de incidencia colectiva –como el que reconoce el derecho a un ambiente sano y equilibrado-.

El art. 41, segundo párrafo, exige del Estado acciones positivas, fácticas o normativas, esto es, a gestionar administrativamente, y a establecer regulaciones que protejan al bien jurídico ambiente.

Un sistema complejo de normas e instituciones estatales, en todos los niveles, destinados a la tutela del ambiente o, más bien, que tienen el deber de procurar la tutela del mismo ya que en numerosos casos este precepto no se cumple acabadamente.⁴

El tercer párrafo del Art. 41 de la Constitución Nacional, establece cómo será el reparto de competencias entre la Nación y las provincias. Corresponde a la Nación el dictado de normas de presupuestos mínimos de protección ambiental, y a las provincias las necesarias para complementarlas.

Según lo define el Art. 6 de la Ley N° 25675 (Ley General de Ambiente o de Presupuestos Mínimos de política Ambiental) *“Se entiende por presupuesto mínimo, establecido en el artículo 41 de la Constitución Nacional, a toda norma que concede una tutela ambiental uniforme o común para todo el territorio nacional, y tiene por objeto imponer condiciones necesarias para asegurar la protección ambiental. En su contenido, debe prever las condiciones necesarias para garantizar la dinámica de los sistemas ecológicos, mantener su capacidad de carga y, en general, asegurar la preservación ambiental y el desarrollo sustentable.”*

La competencia territorial se ejerce a través de funciones, ya sea legislativas, o ejecutivas en materia ambiental. En lo que respecta a la competencia legislativa, a la Nación le compete sancionar las normas que contengan los presupuestos mínimos de protección ambiental en todo el territorio nacional. La competencia legislativa de las provincias es para dictar las normas complementarias, desde luego, en el ámbito territorial provincial.

⁴ *“Así tendremos un sistema global ambiental nuevo, con mecanismos de integración especiales, tanto de legislación, de administración, como de resolución judicial de conflictos...”* José Alberto ESAIN, *Competencias Ambientales. El sistema federal ambiental. Fuentes. Distribución y alcances de las funciones administrativas, legislativas y jurisdiccionales. Presupuestos mínimos de protección*, Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires, 2008, p. 102.

En cuanto a la competencia ejecutiva corresponde a las provincias. Los estados federados aplican tanto las normas ambientales nacionales como las provinciales, sin que pueda ser alterada esta facultad por el Gobierno Federal. De allí, los planteos sobre la inconstitucionalidad de ciertas normas de presupuestos mínimos de protección ambiental, por considerar que avanzan sobre potestades provinciales, verbigracia, la Ley de Presupuestos mínimos de Preservación, aprovechamiento y uso racional de las aguas Ley N° 25688.

Por su parte, el art. 124 in fine de la CN establece que “corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio.”

Al titular de los recursos, es decir a las provincias, les corresponde la jurisdicción sobre los mismos. Ello implica tanto la regulación como la gestión de los recursos naturales, como los yacimientos hidrocarburíferos.

La armonización entre el art. 124 y el art. 41 CN requiere una apreciación del objeto regulado en cada caso. Cuando el recurso natural es considerado como componente indivisible del ecosistema o del ambiente, ingresa en la órbita de lo ambiental y de su regulación competencial mediante normas de PMPA. Cuando se trata de gestionar su uso estamos en la órbita competencial del art. 124 de la CN, correspondiéndoles las provincias su regulación y administración.

La conjunción de las normas mencionadas se evidencia, por ejemplo, en el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental. La LGA lo establece como un instrumento de la política y gestión ambiental (art. 8 inciso 2, Ley N° 25675), como norma de PMPA que las provincias deben cumplir. A su vez, corresponde a estas la regulación complementaria y la aplicación del conjunto normativo a los proyectos a evaluar.

Leyes de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental

Ley N° 25675 - Ley General del Ambiente

La Ley General del Ambiente N°25675 (ADLA, Bol. 32/2002, p. 2) es la principal norma rectora del ordenamiento ambiental argentino. Objetivos, principios e instrumentos regulatorios conforman su contenido. La denominación de ley de política ambiental es consustancial con su impronta: el desarrollo sustentable como componente del Estado de Derecho. El bien jurídicamente protegido, los objetivos y principios de gestión ambiental, la participación ciudadana, la información ambiental, la responsabilidad por daño ambiental colectivo, las respectivas normas procesales, el sistema federal ambiental, entre otros instrumentos de política y gestión, conforma el estatuto jurídico central del sistema jurídico ambiental.

Sus principales aspectos son:

Objetivos de Política Ambiental

En su art. 2, la norma establece que la política ambiental nacional deberá cumplir los siguientes objetivos:

1. Asegurar la preservación, conservación, recuperación y mejoramiento de la calidad de los recursos ambientales, tanto naturales como culturales, en la realización de las diferentes actividades antrópicas;
2. Promover el mejoramiento de la calidad de vida de las generaciones presentes y futuras, en forma prioritaria;
3. Fomentar la participación social en los procesos de toma de decisión;
4. Promover el uso racional y sustentable de los recursos naturales;
5. Mantener el equilibrio y dinámica de los sistemas ecológicos;
6. Asegurar la conservación de la diversidad biológica;
7. Prevenir los efectos nocivos o peligrosos que las actividades antrópicas generan sobre el ambiente para posibilitar la sustentabilidad ecológica, económica y social del desarrollo;
8. Promover cambios en los valores y conductas sociales que posibiliten el desarrollo sustentable, a través de una educación ambiental, tanto en el sistema formal como en el no formal;
9. Organizar e integrar la información ambiental y asegurar el libre acceso de la población a la misma;
10. Establecer un sistema federal de coordinación interjurisdiccional, para la implementación de políticas ambientales de escala nacional y regional.
11. Establecer procedimientos y mecanismos adecuados para la minimización de riesgos ambientales, prevención y mitigación de emergencias ambientales y para la recomposición de los daños causados por la contaminación ambiental.

Principios de política y gestión ambiental

El artículo 4 de la Ley N° 25675 es expresivo en cuanto a la función que en el ordenamiento jurídico ambiental cumplen los principios: La interpretación y aplicación de toda norma a través de la cual se ejecute la política ambiental está sujeta a ellos. Así, la norma ambiental debe respetar los mismos en su elaboración, interpretación e implementación. Son diversos en su enunciado, pero guardan una relación intrínseca con el principio fundamental del desarrollo sustentable.

La norma enumera y define los siguientes principios:

Principio de congruencia: la legislación provincial y municipal referida a lo ambiental deberá ser adecuada a los principios y normas fijadas en la presente ley; en caso de que así no fuere, este prevalecerá sobre toda otra norma que se le oponga.

Principio de prevención: las causas y las fuentes de los problemas ambientales se atenderán en forma prioritaria e integrada, tratando de prevenir los efectos negativos que sobre el ambiente se pueden producir.

Principio precautorio: cuando haya peligro de daño grave o irreversible la ausencia de información o certeza científica no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces, en función de los costos, para impedir la degradación del medio ambiente.

Principio de equidad intergeneracional: los responsables de la protección ambiental deberán velar por el uso y goce apropiado del ambiente por parte de las generaciones presentes y futuras.

Principio de progresividad: los objetivos ambientales deberán ser logrados en forma gradual, a través de metas interinas y finales, proyectadas en un cronograma temporal que facilite la adecuación correspondiente a las actividades relacionadas con esos objetivos.

Principio de responsabilidad: el generador de efectos degradantes del ambiente, actuales o futuros, es responsable de los costos de las acciones preventivas y correctivas de recomposición, sin perjuicio de la vigencia de los sistemas de responsabilidad ambiental que correspondan.

Principio de subsidiariedad: el Estado nacional, a través de las distintas instancias de la administración pública, tiene la obligación de colaborar y, de ser necesario, participar en forma complementaria en el accionar de los particulares en la preservación y protección ambientales.

Principio de sustentabilidad: el desarrollo económico y social y el aprovechamiento de los recursos naturales deberán realizarse a través de una gestión apropiada del ambiente, de manera tal, que no comprometa las posibilidades de las generaciones presentes y futuras.

Principio de solidaridad: la Nación y los Estados provinciales serán responsables de la prevención y mitigación de los efectos ambientales transfronterizos adversos de su propio accionar, así como de la minimización de los riesgos ambientales sobre los sistemas ecológicos compartidos.

Principio de cooperación: los recursos naturales y los sistemas ecológicos compartidos serán utilizados en forma equitativa y racional, El tratamiento y mitigación de las emergencias ambientales de efectos transfronterizos serán desarrollados en forma conjunta.

El art. 5 de la Ley N° 25675 establece la incardinación de los mismos en el proceso decisorio, al estipular que los distintos niveles de gobierno integrarán en todas sus decisiones y actividades previsiones de carácter ambiental, tendientes a asegurar el cumplimiento de los principios enunciados en la presente ley.

La Ley N° 25675 subraya entonces su naturaleza general cuando establece que la interpretación y aplicación de la ley, y de toda otra norma a través de la cual se ejecute la política ambiental, estarán sujetas al cumplimiento de los principios que enumera (art. 4), indicando expresamente que los distintos niveles de gobierno integrarán en todas sus decisiones y actividades previsiones de carácter ambiental, tendientes a asegurar el cumplimiento de los principios que enuncia (art. 5).

Instrumentos de política y gestión ambiental

La Ley N° 25675 enumera los siguientes instrumentos de la política y la gestión ambiental:

- El ordenamiento ambiental del territorio
- La evaluación de impacto ambiental
- El sistema de control sobre el desarrollo de las actividades antrópicas
- La educación ambiental
- El sistema de diagnóstico e información ambiental
- El régimen económico de promoción del desarrollo sustentable

El ordenamiento ambiental del territorio

El Ordenamiento territorial se encuentra expresamente regulado a través de los artículos 8, 9 y 10 de la Ley General de Ambiente (LGA).

El Art. 8 LGA enumera los instrumentos de política y gestión ambiental, e incluye en su inc. 1) al ordenamiento ambiental del territorio.

El Artículo 9° LGA establece que el ordenamiento ambiental *“se generará mediante la coordinación interjurisdiccional entre los municipios y las provincias, y de éstas y la ciudad de Buenos Aires con la Nación”*

Para ello, se considera fundamental la articulación de políticas a través del Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA); previendo a su vez *“la concertación de intereses de los distintos sectores de la sociedad entre sí.*

En este proceso de ordenamiento ambiental, deberán tenerse en cuenta *“los aspectos políticos, físicos, sociales, tecnológicos, culturales, económicos, jurídicos y ecológicos de la realidad local, regional y nacional”* (Art. 10 LGA)

La LGA ordena que en las actividades antrópicas se tenga en cuenta:

- a) *“a) La vocación de cada zona o región, en función de los recursos ambientales y la sustentabilidad social, económica y ecológica;*
- b) *La distribución de la población y sus características particulares;*
- c) *La naturaleza y las características particulares de los diferentes biomas;*
- d) *Las alteraciones existentes en los biomas por efecto de los asentamientos humanos, de las actividades económicas o de otras actividades humanas o fenómenos naturales;*
- e) *La conservación y protección de ecosistemas significativos.”* (Art. 10 LGA)

De esta manera advertimos como el ordenamiento territorial se encuentra en el diseño estructural de las políticas ambientales y en la planificación ambiental, con el propósito de incidir en la gestión del ambiente.⁵

Como contenido de este instituto, la Ley N° 25675 dispone que las normas básicas para el ordenamiento global del territorio nacional se generan mediante la coordinación interjurisdiccional entre los municipios y las provincias, y de estas y la ciudad de Buenos Aires con la Nación, a través del Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA); el mismo deberá considerar la concertación de intereses de los distintos sectores de la sociedad entre sí, y de estos con la administración pública (art. 9).

La evaluación de impacto ambiental

El artículo 11 de la Ley N° 25675 estipula que *“toda obra o actividad que, en el territorio de la Nación, sea susceptible de degradar el ambiente, alguno de sus componentes, o afectar la*

⁵ Cfr. Mauricio PINTO, *“Coordinación sistémica de las regulaciones ambientales y territoriales”*, en *Revista de Derecho Ambiental*, Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires, Octubre/Diciembre 2012, p. 357.

calidad de vida de la población, en forma significativa, estará sujeta a un procedimiento de evaluación de impacto ambiental, previo a su ejecución”.

“Las personas físicas o jurídicas darán inicio al procedimiento con la presentación de una declaración jurada, en la que se manifieste si las obras o actividades afectarán el ambiente. Las autoridades competentes determinarán la presentación de un estudio de impacto ambiental, cuyos requerimientos estarán detallados en ley particular y, en consecuencia, deberán realizar una evaluación de impacto ambiental y emitir una declaración de impacto ambiental en la que se manifieste la aprobación o rechazo de los estudios presentados” (art. 12).

“Los estudios de impacto ambiental deberán contener, como mínimo, una descripción detallada del proyecto de la obra o actividad a realizar, la identificación de las consecuencias sobre el ambiente, y las acciones destinadas a mitigar los efectos negativos” (art. 13).

En ese marco, los requerimientos mínimos de protección regulados en esta norma importan que:

- 1- Comprende a todo proyecto que pueda producir un impacto ambiental significativo;
- 2- Se da inicio mediante una declaración jurada del proponente;
- 3- Las autoridades competentes determinan la presentación de los estudios y requerimientos detallados conforme su legislación;
- 4- Emiten una DIA (Declaración de Impacto Ambiental) en la que se manifieste su aprobación o rechazo del estudio;
- 5- La ley completa los requerimientos mínimos del procedimiento de EIA cuando establece la participación ciudadana (arts. 19-21).

El régimen de EIA en la Provincia de Mendoza resulta complementado por la Ley N° 5961, reglamentada en general por el Decreto 2109/94.

En lo relativo a la actividad petrolera, el procedimiento de EIA se encuentra regulado por el Decreto 437/93 (y sus modificatorios). En el año 2008 se complementa la regulación a través del Decreto 170/08, distinguiéndose de esta manera las áreas de explotación con vigencia anterior al 2008 y las áreas concedidas con posterioridad.⁶ En forma específica, este régimen de EIA, para el caso de la explotación no convencional incorporada a la Ley de Hidrocarburos 17319 por la Ley N° 27007, ha sido completado por el Decreto 248/18.

Información ambiental

Conforme el art. 16 de la Ley N° 25675, las personas físicas y jurídicas, públicas o privadas, deberán proporcionar la información que esté relacionada con la calidad ambiental y referida a las actividades que desarrollan. Todo habitante podrá obtener de las autoridades la información ambiental que administren y que no se encuentre contemplada legalmente como reservada.

⁶ Ver Noelia TORCHIA, “Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental para las actividades mineras y petroleras”, et al, Mauricio PINTO – Líber MARTIN (DIR), *La Evaluación de Impacto Ambiental y su régimen jurídico*, Ed. Lajouane, Buenos Aires, 2012, pp. 164-184.

Las autoridades, especifica el art. 18, serán responsables de informar sobre el estado del ambiente y los posibles efectos que sobre él puedan provocar las actividades antrópicas actuales y proyectadas. El Poder Ejecutivo, a través de los organismos competentes, elaborará un informe anual sobre la situación ambiental del país que presentará al Congreso de la Nación. El referido informe contendrá un análisis y evaluación sobre el estado de la sustentabilidad ambiental en lo ecológico, económico, social y cultural de todo el territorio nacional.

Participación ciudadana

La Ley en análisis contempla la participación ciudadana en sus arts. 19 al 21. Toda persona tiene derecho a opinar en procedimientos administrativos que se relacionen con la preservación y protección del ambiente, que sean de incidencia general o particular, y de alcance general.

Las autoridades deberán institucionalizar procedimientos de consultas o audiencias públicas como instancias obligatorias para la autorización de aquellas actividades que puedan generar efectos negativos y significativos sobre el ambiente.

La opinión u objeción de los participantes no será vinculante para las autoridades convocantes; pero en caso de que éstas presenten opinión contraria a los resultados alcanzados en la audiencia o consulta pública deberán fundamentarla y hacerla pública.

La participación ciudadana deberá asegurarse, principalmente, en los procedimientos de evaluación de impacto ambiental y en los planes y programas de ordenamiento ambiental del territorio, en particular, en las etapas de planificación y evaluación de resultados.

El Artículo 7 de la Ley de Presupuestos Mínimos de Protección de los Glaciares, prevé el Procedimiento de Evaluación de impacto ambiental y de Evaluación Ambiental Estratégica en todas las actividades proyectadas en los glaciares y en el ambiente periglacial, que no se encuentran prohibidas, según corresponda conforme a su escala de intervención, en el que deberá garantizarse una instancia de participación ciudadana de acuerdo a lo establecido en los artículos 19, 20 y 21 de la Ley N° 25.675, en forma previa a su autorización y ejecución, conforme a la normativa vigente.

Finalmente, el Artículo 25 del Decreto 248/2018, prevé que “La participación ciudadana establecida en el Artículo 19 y siguientes de la Ley Nacional N° 25675 y Artículo 3 inc. d) de la Ley N° 5961, será a través de la consulta pública y/o Audiencia Pública, conforme con la categorización del proyecto que realice la autoridad de aplicación.”

Todo lo cual fortalece el principio republicano de gobierno previsto en la Constitución Nacional y en las Constituciones provinciales.

Seguro ambiental y Fondo de restauración

La Ley N° 25675 establece el seguro ambiental en estos términos: *Toda persona física o jurídica, pública o privada, que realice actividades riesgosas para el ambiente, los ecosistemas y sus elementos constitutivos, deberá contratar un seguro de cobertura con entidad suficiente*

para garantizar el financiamiento de la recomposición del daño que en su tipo pudiere producir; asimismo, según el caso y las posibilidades, podrá integrar un fondo de restauración ambiental que posibilite la instrumentación de acciones de reparación (art. 22).

El referido fondo de reparación es la figura adecuada para implementar el Fondo de Reserva Socio Ambiental.

Mediante Decreto P.E.N. N° 1638/2012 (B.O.:11/09/2012) se procedió a su reglamentación en relación al seguro. El decreto reglamentario establece dos tipos de seguros:

- a) Seguro de Caución por Daño Ambiental de Incidencia Colectiva.
- b) Seguro de Responsabilidad por Daño Ambiental de Incidencia Colectiva.

El decreto dispone que es la Superintendencia de Seguros de la Nación (SSN) la que deberá elaborar planes de seguros para brindar cobertura a lo establecido en el artículo 22 de la Ley N° 25675, los cuales se regirán, únicamente, por las condiciones de carácter general y uniforme que establezca (art.2).

Esta exigencia, que tiene por fundamento que no resulte eludible la responsabilidad por riesgo o daño ambiental encuentra como antecedentes, entre otros, el Código de Minería⁷ que obliga a quien explore o explote minas a otorgar fianzas a favor de terceros, o la Ley 25612⁸ (Ley de Presupuestos Mínimos de Residuos de Actividades Industriales y de servicios) que impone a los transportistas de residuos de origen industrial y de actividades de servicio a asegurar la recomposición de posibles daños ambientales que la actividad pueda causar, para lo cual podrá contratar un seguro de responsabilidad civil, fianza bancaria, auto seguro, fondo de reparación u otra garantía equivalente.

Sin perjuicio de los beneficios que el seguro ambiental representa como instrumento de garantía de reparación del daño ambiental, su implementación en la Argentina ha tenido grandes inconvenientes debido a las indefiniciones en materia de medición del riesgo, costos de la responsabilidad y el consecuente costo de las pólizas, el necesario establecimiento de franquicias y sobre todo la falta de normativa específica que permita esclarecer con parámetros ciertos cuándo se configura el daño.

En el inc. a) del Art. 1 del Decreto 1638/12 del Poder Ejecutivo Nacional, se regula el seguro de caución, que por su naturaleza no traslada ni riesgo ni responsabilidad. El seguro cumple con

⁷ Art. 248 Código de Minería Argentino. – Las personas comprendidas en las actividades indicadas en el Artículo 249 serán responsables de todo daño ambiental que se produzca por el incumplimiento de lo establecido en la presente Sección, ya sea que lo ocasionen en forma directa o por las personas que se encuentran bajo su dependencia o por parte de contratistas o subcontratistas, o que lo causa el riesgo o vicio de la cosa. El titular del derecho minero será solidariamente responsable, en los mismos casos, del daño que ocasionen las personas por él habilitadas para el ejercicio de tal derecho.

⁸ Se pueden analizar opiniones críticas a su vigencia en María Elisa ROSA, "A diez años de la ley 25612. sobre su difícil (¿imposible?) implementación y la necesidad de contar con una ley de presupuestos mínimos para la gestión integral de residuos peligrosos", et al, *Regulación y gestión de los residuos. un aporte multidisciplinario*; Ed. Rubinzal-Culzoni, Santa Fe, Argentina, pp. 227-228. También en ROUGÉS, CARLOS; *La inoperatividad de la ley de residuos industriales y de actividades de servicios (ley 25612)*, en Revista de Derecho Ambiental", Editorial Lexis Nexis, N° 2, abril/junio 2005, pp 123/6; y Publicado en el Dial Express (19-06-2009)

sus obligaciones pagando al beneficiario del seguro, pudiendo repetir lo pagado al tomador del seguro.

Mientras que el seguro por Responsabilidad, coloca a la compañía aseguradora en el lugar de la persona asegurada, debiendo el reclamante encaminar sus acciones de cobro contra la compañía, la que asume el riesgo de la actividad que asegura.⁹

Precisamente aquí radica parte importante del problema, ya que el seguro de caución es el tipo de seguro con mayor predicamento en el sector, y el primero que se ha ofrecido.¹⁰

Las dificultades para establecer los riesgos de la actividad, los vaivenes regulatorios, los problemas del Estado para ejercer un efectivo contralor, y las carencias de conciencia ambiental de las personas o empresas potencialmente contaminantes, generan obstáculos para una adecuada aplicación del sistema.

El Art. 6 y 7 del Decreto 1683 coloca en cabeza del titular de la Actividad Riesgosa la obligación de presentar con carácter de declaración jurada la Situación Ambiental Inicial (SAI), y de comunicar en forma fehaciente a la compañía aseguradora en un plazo no mayor de tres días corridos y el día inmediato posterior a la autoridad ambiental competente de la ocurrencia del hecho susceptible de daño ambiental de incidencia colectiva.¹¹

Se obliga al establecimiento susceptible de generar daños ambientales a intervenir activamente en el sistema, informando a la compañía aseguradora y a la autoridad ambiental competente sobre su situación empresarial y la eventual ocurrencia de daños.

Esta dinámica demanda un efectivo contralor de la actividad empresarial por parte del estado, a los fines de evitar el posible ocultamiento y deformación de la información.

Reglamentación

La obligación instaurada en el art. 22 de la LGA ha sido objeto de reglamentación mediante resoluciones de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (SAyDS) que depende de Jefatura de Gabinete de la Nación, la Superintendencia de Seguros de la Nación (SSN), y la Secretaría de Finanzas dependiente del Ministerio de Economía de la Nación.

Las Resoluciones N° 177/073, N° 303/074 y N° 1639/075, sancionadas por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (en adelante SAyDS), tuvieron por objeto estipular los recaudos básicos sobre *la contratación del seguro ambiental*. Además de ello fijan, los lineamientos para la categorización de actividades riesgosas según su nivel de complejidad

⁹ Para mayores detalles técnicos, se puede leer el excelente trabajo de Gabriela PESCE - Hernán VIGIER - Regina DURAN, *Análisis teórico y empírico de los seguros ambientales en argentina* REV. DE ECONOMÍA POLÍTICA DE BS. AS., Año 6, Vol. 11, Buenos Aires, 2012, p. 81-118.

¹⁰ "El mercado asegurador desarrolló como producto este último que se impuso más allá de las objeciones sobre su eficacia en relación a la cobertura del daño ambiental colectivo o sobre su elevado costo para los sujetos obligados..." En Gabriela VINO CUR, *El posicionamiento del seguro ambiental en el marco del nuevo decreto 1683/12 del PEN*, Revista de Responsabilidad Civil y Seguros, La Ley, V. 11, 2012, pp 295-311. También en Gabriela VINO CUR, *El seguro ambiental en la Argentina*, FARN, 2010, http://www.farn.org.ar/docs/seguro_ambiental_doc_nov2010.

¹¹ Cfr. Aldo RODRIGUEZ SALAS, *Comentario al decreto reglamentario de los seguros ambientales*, Revista de Responsabilidad Civil y Seguros, La Ley, V. 11, 2012, p. 295.

ambiental (NCA) lo que será clave para determinar si quienes realizan tales actividades deben contratar un seguro o en su defecto constituir una garantía financiera por daño ambiental, y establece los criterios y metodologías de cálculo.

Prevén así mismo la modalidad del autoseguro para responder por los daños provocados al ambiente. Conforme la Resol. N° 177/07 la determinación de actividades riesgosas, la extensión del daño al ambiente, la viabilidad de los planes de recomposición, y la fijación de los parámetros y pautas de recomposición del daño basados en criterios de riesgo, será competencia de la Unidad de Evaluación de Riesgos Ambientales (UERA) dependiente de la SAyDS.

Estas resoluciones fueron derogadas por el Art. 11 del Decreto 1683/12, salvo en lo que respecta a las *actividades riesgosas* previstas en el Anexo I y II sobre niveles de complejidad ambiental.

La Resolución conjunta de Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable N° 178/07 y Secretaría de Finanzas N° 12/07/06, tiene la finalidad de prestar asesoramiento en la formulación de propuestas de regulación de las pólizas de seguro ambiental, instrumentación de los autoseguros y de los fondos de restauración contemplados el art. 22 de la LGA *in fine*. Estas resoluciones crean la Comisión Asesora en Garantías Financieras Ambientales (CAGFA).

La Resolución Conjunta SAyDS N° 1973/07 y SF 98/077 definen los sujetos del contrato de seguro; la autoridad de aplicación; el objeto y alcance de la cobertura; situación ambiental inicial; base de la cobertura; la suma asegurada; pago de primas; definen los siniestros; hacen referencias a las franquicias; vigencia de la cobertura, y la denominada aprobación previa.¹²

Es decir que esta reglamentación fija las pautas básicas para las condiciones contractuales de las pólizas de seguro de daño ambiental de incidencia colectiva.

Al definir el siniestro la reglamentación estipula que el daño ambiental se configura cuando éste implique un riesgo inaceptable para la salud humana, la destrucción de un recurso natural o un deterioro tal del mismo que limite su capacidad de auto regeneración.

En materia de recomposición, se prevé que la misma consistirá en restablecer las condiciones del ambiente afectado hasta alcanzar niveles de riesgo aceptables para la salud humana y para la regeneración de los recursos naturales, de modo que la alteración negativa deje de ser relevante.

La Resolución SAyDS N° 1398/08, fija a través de metodología de cálculo en función de los riesgos de las actividades, los Montos Mínimos Asegurables de Entidad Suficiente (MMES).¹³

Estos montos, que representarán la suma que asegure la recomposición del daño ambiental de incidencia colectiva producido por un siniestro, se determinan teniendo en cuenta el Nivel de Complejidad Ambiental de la Actividad (NCA), la existencia de materiales peligrosos y la vulnerabilidad del emplazamiento.

¹² Los planes de seguro de daño ambiental deberán ser aprobados por la SSN previo a los cual la SAyDS luego de verificar el cumplimiento de los requisitos ambientales establecidos en la misma resolución y en las normas ambientales vigentes habrá emitido la respectiva conformidad ambiental.

¹³ Los seguros de responsabilidad ambiental, no podrán ser inferiores al MMES.

Quedan fuera de esta reglamentación una serie actividades tales como el transporte de materiales o residuos peligrosos; las instalaciones fijas correspondientes a las actividades extractivas de petróleo, continentales o en plataforma submarina; las terminales portuarias; y los conductos, ductos y poliductos que transporten materiales peligrosos fuera del predio de la instalación que, en razón de su complejidad, serán reguladas por una norma especial.

Los medios naturales susceptibles de recomposición en un principio son el suelo, subsuelo, el agua superficial o subterránea, sedimentos y áreas costeras que puedan resultar contaminados por un siniestro ambiental.

La Resolución N° 35168/10 de la Superintendencia de Seguros de la Nación, determina que la máxima autoridad en materia de seguros en la Argentina, es quien aprueba los planes de seguro, cláusulas y elementos técnicos contractuales inherentes a la cobertura de todo riesgo asegurable.¹⁴

La Resolución N° 999/14 de la SAy DS, fue sancionada en el marco de lo ordenado en la causa judicial “Fundación Medio Ambiente/EN-s/ Medida Cautelar Autónoma. Plantea la exigencia de la necesaria conformidad ambiental previa y reglamenta la forma en la que las compañías de seguro deben acreditar su capacidad técnica para las tareas de remediación ambiental.

La Resolución N° 388/2018 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, fue publicada en el BO el 21 de junio de 2018.

Modifica las condiciones para la obtención de la conformidad ambiental prevista en la Resolución conjunta N° 98 de la ex Secretaría de Finanzas Públicas y las N° 1973 de la ex Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable.

El Art. 2 de la Resol. 388/2018 MADS establece que las entidades aseguradoras que obtengan la conformidad ambiental, deberán cubrir los riesgos que se correlacionen con la capacidad de remediación acreditada. Además, brinda a las aseguradoras que comercialicen pólizas de seguro ambiental por daño de incidencia colectiva, un plazo de 60 días corridos desde la publicación de la norma para adecuarse a los requisitos previstos.

El Artículo 26 del Decreto 248/2018 de la Provincia de Mendoza, dispone que “Antes de dar comienzo a las operaciones, las empresas concesionarias, permisionarias y/u operadores, deberán contratar un seguro de responsabilidad civil, caución, fianza bancaria, fondo de reparación u otra garantía equivalente y de entidad suficiente, para asegurar la recomposición de los eventuales daños ambientales que la actividad pudiera ocasionar, de acuerdo con los términos del Artículo 22 de la Ley N° 25675.”

Por tanto, resulta de plena aplicación la normativa analizada para el caso de explotación de hidrocarburos no convencionales en la Provincia de Mendoza.

¹⁴ Se puede profundizar en Marcela ANDINO – Andrés UGARTE, “Seguro ambiental en Argentina, avances y retrocesos en su implementación”, et al, Antonio EMBID IRUJO (Dir.), *Agua, Energía, Cambio climático y otros estudios de derecho ambiental. En recuerdo a Ramón Martín Mateo*, Ed. Aranzadi, Navarra, 2015, p. 387-410.

Daño Ambiental

El daño, como presupuesto de la responsabilidad, adquiere particularidades que lo singulariza en materia ambiental.

Precisar este concepto no ha sido fácil para la doctrina nacional. Por el contrario, existen numerosos análisis sobre la materia que generan una y otra vez controversias doctrinales.¹⁵

Es que los menoscabos o lesiones al ambiente gozan de particularidades que merecen un examen propio, diferenciado, debiendo apelarse a instrumentos jurídicos novedosos, sobre todo por la dimensión de este tipo de daños.

Esta clase de daños exceden los conceptos clásicos vertidos en los Arts. 1068 y 1069 del Código Civil Argentino de Vélez Sarsfield.¹⁶ Nos obliga a repensar este requisito esencial en materia de responsabilidad civil para adaptarlo a situaciones impensadas en el siglo XIX, como los daños generados por pesticidas, derrames de petróleos, la problemática de la basura electrónica, entre otros fenómenos posmodernos.

El daño resarcible es un presupuesto básico en el sistema de responsabilidad civil y del sistema de derecho de daños. No obstante, este daño resarcible tiene particularidades que lo diferencian del daño en el sentido clásico del derecho civil¹⁷, y se liga indisolublemente con postulados específicos del derecho ambiental como los principios de prevención y el principio precautorio.¹⁸

¹⁵ Cfr. Aída KEMELMAJER DE CARLUCCI, *Estado de la jurisprudencia nacional en el ámbito relativo al daño ambiental colectivo después de la sanción de la ley 25675, ley general del ambiente (LGA)*, Acad. Nac. de Derecho 2006 (julio), Publicado en Revista La Ley. “Determinar qué debe entenderse por ‘daño ambiental’ es una cuestión sumamente compleja. La doctrina discrepa, incluso, sobre la terminología a utilizar; para algunos, la expresión ‘daño ambiental’ es una noción, como mínimo, equívoca o ambivalente. Las diferencias se acentúan cuando se trata de definir. Expresiones que en un momento se repitieron como indiscutibles, hoy dan lugar a discrepancias...”

¹⁶ Art. 1068 Cód. Civil Argentino. “Habrà daño siempre que se causare a otro algún perjuicio susceptible de apreciación pecuniaria, o directamente en las cosas de su dominio o posesión, o indirectamente por el mal hecho a su persona o a sus derechos o facultades.”

Art. 1069 Cód. Civil Argentino: “El daño comprende no sólo el perjuicio efectivamente sufrido, sino también la ganancia de que fue privado el damnificado por el acto ilícito, y que en este Código se designa por las palabras ‘pérdidas e intereses’”.

¹⁷ Ver Edgardo LÓPEZ HERRERA, “Daño ambiental. Análisis de la ley 25675”, *Et al, Articulación de las competencias ambientales en la nación y en las provincias del NOA*, pp. 160-161, Tucumán, Ed. De la Universidad Nacional de Tucumán, 2008. El autor reconoce las particularidades del daño ambiental, pero igualmente considera al resarcimiento como ineludible. “El daño ambiental es una especie del género daño resarcible, el que a su vez se engloba dentro del género más amplio de daño a secas o daño naturalístico, porque no todo daño es daño resarcible. El daño resarcible es el primer elemento de la responsabilidad civil...El daño ambiental es pues un daño resarcible, pese a que algunos autores dicen que no es un daño común...”

¹⁸ ARTICULO 4º Ley 25675 (LGA) — “La interpretación y aplicación de la presente ley, y de toda otra norma a través de la cual se ejecute la política Ambiental, estarán sujetas al cumplimiento de los siguientes principios:...

Los autores se enfocaban en los mandatos surgidos del Código Civil, obra magnífica de Vélez Sarsfield que ha perdurado en el tiempo, pero que indudablemente requería adaptarse.¹⁹

*“La normativa civil tradicional no es suficiente para atender las hipótesis sobre responsabilidad por daño ambiental. Se ha denunciado la insuficiencia del cuerpo legal disponible que ‘no se agota en los temas clásicos de la contaminación, el ozono, o el arrojado de residuos a los cursos fluviales. Hay que abarcar también la contaminación nuclear, química y bacteriológica’”.*²⁰

Por otro lado el pensamiento decimonónico apunta al típico daño individual. Mientras que en materia ambiental, junto con el daño a la persona, encontramos a un colectivo de personas que complejizan el panorama.

La Constitución de la Nación Argentina brinda una definición de daño. Sin embargo encontramos en el Art. 19 de la CN el principio de *naeminen laedere*, postulado de no dañar a otro.²¹ También existen disposiciones que se ajustan a la normativa superior en el derecho público provincial.²²

La Ley N° 25675, Ley General de Ambiente, conceptualiza al Daño Ambiental en su Art. 27 in fine *“como toda alteración relevante que modifique negativamente el ambiente, sus recursos, el equilibrio de los ecosistemas, o los bienes o valores colectivos.”*

En primer lugar, no cualquier tipo de impacto puede considerarse dentro del concepto de daño ambiental. Una alteración mínima no se enmarca dentro del concepto apuntado.

Por otro lado, la definición exige que la modificación sea negativa para el ambiente. Las consecuencias positivas no se involucran dentro del concepto sujeto a análisis.

Principio precautorio: Cuando haya peligro de daño grave o irreversible la ausencia de información o certeza científica no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces, en función de los costos, para impedir la degradación del medio ambiente...”

¹⁹ Se puede profundizar en Ricardo L. LORENZETTI, *Fundamento constitucional de la reparación de los daños*, LA LEY 2003-C, 1184-Responsabilidad Civil Doctrinas Esenciales Tomo I, 207-RCyS 2010-II, 265. “La Constitución Nacional ha sido una fuente normativa muy poco utilizada por el Derecho Privado, durante un largo período histórico. Los autores civilistas y, especialmente en el ámbito de la responsabilidad civil no sentían la necesidad de fundar las instituciones en la Constitución, ya que les bastaba con el Código Civil.

Esta tendencia sólo cambió cuando ya estaba muy avanzado el siglo XX, en las últimas dos décadas, en que se comenzó a tratar de vincular las reglas del derecho privado con la Constitución Nacional.

Esta costumbre no ha sido generalizada, ya que en el sistema anglosajón, los autores y los jueces invocaron reglas constitucionales para decidir cuestiones de responsabilidad civil con mucha frecuencia.

En nuestro sistema cultural, existe una explicación, fundada en la teoría de la separación de las esferas entre lo público y lo privado.”

²⁰ Ver Eliana A NÚÑEZ - Silvia Y. TANZI, *Responsabilidad civil por daño ambiental*, DJ 1994-1 , 1089.

²¹ Art. 19 Constitución Nacional, 2° parte. “...Ningún habitante de la Nación será obligado a hacer lo que no manda la ley, ni privado de lo que ella no prohíbe.”

²² Artículo 34 Constitución de la Provincia de Mendoza - “Ningún habitante de la Provincia estará obligado a hacer lo que la Ley no manda, ni será privado de lo que ella no prohíbe...”

La primera parte de este Art. 27 de la LGA establece que el Capítulo prevé las *“normas que regirán los hechos o actos jurídicos, lícitos o ilícitos que, por acción u omisión, causen daño ambiental de incidencia colectiva.”*

La redacción del artículo ha derivado en discrepancias interpretativas. Parte de la doctrina considera que se está regulando a todas las especies de daños ambientales (tanto a aquellos que perjudican intereses individuales como los que afectan intereses colectivos)²³. Sin embargo, la conexión existente entre ambas partes del artículo, manifiesta que se está regulando únicamente el Daño Ambiental de Incidencia Colectiva.

Sobre esta temática, Cassagne ha expresado: *“El segundo presupuesto que tipifica la responsabilidad por daño ambiental colectivo viene, en la LGA, por un concepto jurídico indeterminado que se circunscribe a una ‘alteración ambiental negativa relevante’ (Art.27) En este sentido, la doctrina del derecho administrativo ha desarrollado la concepción de los conceptos jurídicos indeterminados como opuesta a la de los actos discrecionales. Siendo, entonces, el concepto jurídico indeterminado un supuesto de remisión legal que no admite opciones o variantes discrecionales va de suyo que su configuración o no resulta, en principio, la única opción posible, la cual viene a constituir, mediante una suma de elementos reglados y criterios de justicia, una regla que escapa tanto a la discrecionalidad administrativa como a la judicial.*

Para que se configure el concepto jurídico indeterminado de ‘alteración ambiental negativa relevante’ se requiere formular algunas precisiones básicas. La primera es que su determinación responde a un haz de conceptos vinculados a los recursos del ambiente, al equilibrio de los ecosistemas, los bienes o valores colectivos (v.gr. Art. 27 LGA) lo cual conduce al establecimiento de pautas para establecer los riesgos ambientales soportables o mínimos, al desarrollo sustentable de las actividades humanas, especialmente las industrias. Ello exige que se establezcan los índices soportables de contaminación ambiental que una comunidad está dispuesta a tolerar por sus habitantes (v.gr. nivel de polución) sin grave riesgo para sus vidas y patrimonios.

Obsérvese que el calificativo ‘relevante’ está indicando un grado mayúsculo de alteración del ambiente y no una mera alteración que naturalmente viene produciendo el ciclo industrial a partir del maquinismo, situación que no parece haberse superado en la era tecnológica.

La segunda precisión se refiere a que, por la propia función que cumple como gestora de los intereses generales o del bien común, la competencia para discernir tales pautas y, por ende, la configuración o no de una alteración ambiental negativa relevante corresponde a la

²³ Por ejemplo, Juan Carlos CASSAGNE, *El daño ambiental colectivo*, p. 2, La Ley, Tomo 2004-E. Buenos Aires, 2004. “En primer término, corresponde distinguir los daños provocados al medio ambiente en sí mismo de aquellos que afectan la salud o los bienes de las personas que son causa del menoscabo de un patrimonio concreto. Los primeros, que son los que interesan al objeto de estudio, se hallan sometidos a las normas y principios del derecho constitucional (en sus elementos básicos) y del derecho administrativo, mediante la regulación que establecen las leyes y reglamentos dictados en ejercicio del poder de policía o potestad legislativa ambiental, mientras que los segundos se encuentran sustancialmente regidos por el derecho civil sin perjuicio de las regulaciones penales o de derecho público.

La circunstancia de no advertir esta distinción es la causa de la mayor parte de las confusiones existentes que suelen extrapolar las concepciones más extremas de cada rama del derecho...”

administración y no a los jueces, los cuales, sin embargo, tienen a su cargo llevar a cabo el control de legalidad y de razonabilidad de las normas ambientales y de los actos administrativos de aplicación.”

El Sistema preventivo y el derecho de daños en el Código Civil y Comercial de la Nación (CCCN).

En este acápite se analiza la función fundamental en el derecho ambiental. El carácter esencialmente tutelar de la cuestión ambiental exige prestar especial atención a las particularidades de la función preventiva del derecho de daños²⁴ y la necesidad de anticiparse a los acontecimientos dañosos.

Explica Verneti²⁵, que “en la nueva evolución del Derecho, la Prevención cumple un rol trascendente, evitar lesiones a intereses supraindividuales.

En el moderno Derecho de Daños, se jerarquiza de manera notable la función preventiva.

Esta tendencia fue desarrollada en forma paulatina por la Doctrina Nacional y la Jurisprudencia (“Almada, Hugo C. Copetro S. Daños y perjuicios” SC Buenos Aires 19-5-98 -LLBA, 1999-943; RCyS, 1999-530, como así también fue objeto de preocupación a nivel internacional y comunitario, un ejemplo de ello son las numerosas directivas emanadas de la Unión Europea en el tema ambiental.

El V Congreso Mundial de Derecho del Seguro destacó que la prevención tiene un justificativo ético (la preservación de la vida y de la integridad física), uno económico (en la medida en que los costes de su instrumentación son usualmente menores a los de la reparación), uno sociológico (conformación de una mentalidad cultural dinámica que superando el *naeminem laedere* genere un quehacer solidario y cooperativo) y uno tutelar del medio ambiente (como entorno que posibilita la vida biológica)”

En la Sección Cuarta, del Capítulo 1 (Responsabilidad Civil), Título V (Otras fuentes de las obligaciones), Libro Tercero (Derecho personales) del Código Civil y Comercial de la Nación, se regula el “Daño Resarcible.”

El Art. 1737 CCCN establece que *“hay daño cuando se lesiona un derecho o un interés no reprobado por el ordenamiento jurídico, que tenga por objeto la persona, el patrimonio, o un derecho de incidencia colectiva.”*

Nuevamente el legislador hace mención a los derechos de incidencia colectiva, totalmente desconocidos en la redacción original de Vélez Sarsfield.

Los codificadores tomaron en cuenta los avances en doctrina y jurisprudencia, inclinados a reconocer la reparación plena del damnificado. El centro de análisis del derecho de daños se

²⁴ La tutela inhibitoria viene siendo objeto de estudio en la doctrina civilista desde hace más de dos décadas. Cfr Ricardo Luis LORENZETTI, *La tutela civil inhibitoria*, LA LEY 1995-C, p. 217.

²⁵ Cfr. Ana M. VERNETTI, *Instrumentos de prevención del daño ambiental*, DJ 2003-2, p. 19.

corre del daño en sí mismo, a la víctima, propendiendo en primer lugar a impedir que el daño se produzca, para luego sí enfocarse en la reparación de la víctima de los daños ocasionados.

En materia ambiental se profundiza la cuestión, en virtud de la complejidad para identificar en primer lugar la existencia de daño, y luego la dificultad para cuantificar el daño ocasionado.

Según lo expresado por Pablo Lorenzetti “¿Cuánto vale la extinción de una especie de aves o de elefantes? ¿Qué valor tiene la afectación del paisaje por la construcción de un complejo habitacional que altera notablemente el hábitat? ¿Qué precio le asignamos a la destrucción de un inmueble perteneciente al patrimonio histórico de la ciudad que ha sido demolido para construir un edificio? ¿Qué monto indemnizatorio debe abonarse a raíz de la tala indiscriminada de miles de hectáreas de bosques para, en su lugar, sembrar cultivos transgénicos? Todos estos interrogantes y dificultades teóricas y prácticas han enderezado los esfuerzos, en materia ambiental, hacia la búsqueda de mecanismos de anticipación del daño. Por tal motivo es que podría juzgarse como sumamente valorable la inclusión dentro del Proyecto de las funciones preventiva y sancionatoria o punitiva de la responsabilidad civil...”

El Art. 1740 CCCN prevé la reparación del daño en forma plena:

ARTÍCULO 1740.- Reparación plena. La reparación del daño debe ser plena. Consiste en la restitución de la situación del damnificado al estado anterior al hecho dañoso, sea por el pago en dinero o en especie. La víctima puede optar por el reintegro específico, excepto que sea parcial o totalmente imposible, excesivamente oneroso o abusivo, en cuyo caso se debe fijar en dinero. En el caso de daños derivados de la lesión del honor, la intimidad o la identidad personal, el juez puede, a pedido de parte, ordenar la publicación de la sentencia, o de sus partes pertinentes, a costa del responsable.

De esta manera se acoge el principio del alterum non laedere²⁶ recepcionado en numerosos casos jurisprudenciales.²⁷ Luego de un profuso análisis de notables juristas²⁸, se recepta expresamente en el CCCN el principio de reparación plena del daño.

²⁶ Sabemos que el principio que veda dañar a otro (“alterum non laedere”) fue considerado por la Corte Suprema de Justicia de la Nación como de rango constitucional, con arraigo en el Preámbulo y en el art. 19, CN2. De ese principio derivó la exigencia de que el responsable indemnice a la víctima. Es lo que hoy el CCiv.yCom. denomina la “función resarcitoria” de la responsabilidad civil (es el título de la sección 3 del capítulo 1, título V, Libro III). Empero, no quedó consagrado el reconocimiento, con carácter general, de un derecho a impedir la consumación del daño. La consagración ha venido de la mano del CCiv.yCom., que asigna a la “responsabilidad civil” dos funciones: junto con, y metodológicamente antes de la “función resarcitoria”, tradicional, aparece, ahora explícitamente, la “función preventiva”. Ver Daniel H. LAGO, *La acción preventiva del daño (arts. 1711/1713 del código civil y comercial). Su aplicación al daño ambiental*, Revista de Derecho Ambiental N° 43, Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires, Julio – septiembre 2015, p. 166.

²⁷ El leading case es el fallo de la CSJN, 5/8/1986, “Santa Coloma, Luis F. y otros v. Empresa Ferrocarriles Argentinos”

²⁸ Cfr. Ramón D. PIZARRO, “La Corte consolida la jerarquía constitucional del derecho a la reparación (primeras reflexiones en torno a un fallo trascendente y a sus posibles proyecciones futuras)”, en Sup. Especial La Ley 2004 (setiembre), 5-Responsabilidad Civil Doctrinas Esenciales Tomo I, 529

El daño resarcible es un presupuesto básico de la responsabilidad civil y del sistema de derecho de daños.²⁹ No obstante, este daño tiene particularidades que lo diferencian del daño en el sentido clásico del derecho civil³⁰, y se liga indisolublemente con postulados específicos del derecho ambiental.³¹

En materia ambiental toman un papel protagónico los principios de prevención y el principio precautorio, los que se encuentran regulados en el Art. 4 LGA.

Enseña el Dr. Cafferatta que “desde la óptica de la especialidad, todo el instrumental jurídico ambiental está orientado para evitar la consumación del daño. Cuando se actúa después que ocurrió el hecho dañoso la solución tardía es inútil, porque el daño ambiental es expansivo, multiplicador, continuo o permanente, por ello es plausible toda decisión que se ubique ex ante (y no ex post), que opere sobre las causas y las fuentes de los problemas.

El ingreso del principio de prevención al Código Civil y Comercial, fortalece la postura de defensa del ambiente. Aunque hace tiempo se sabe en la doctrina que el Derecho de Daños incluye además de la resarcitoria o indemnizatoria, una función preventiva y disuasiva, es valioso que expresamente se establezca esta regla de funcionalidad del instituto de la responsabilidad civil, en todas sus variantes.”³²

Sin perjuicio de la incertidumbre y la falta de certeza científica que se le puede achacar al principio precautorio, y que es abordado por profusa doctrina especializada³³, lo cierto es que este principio resulta fundamental para proteger al ambiente de situaciones dañosas generalmente de imposible reversión.

²⁹ Cfr. Mariana CATALANO, *Responsabilidad del estado por daño ambiental*, RCyS 2007, p. 584. “El Derecho de Daños ha quedado relegado a un microsistema más, que convive con otros microsistemas constituidos por temáticas muy específicas, como derechos del consumidor, ambiental, residuos peligrosos, siniestros aeronáuticos, contratos modernos como el fideicomiso, turismo de aventura, deportes de alto riesgo, etc.”

³⁰ Cfr. Edgardo LÓPEZ HERRERA, “Daño ambiental. Análisis de la ley 25.675”, en *AAVV Articulación de las competencias ambientales en la nación y en las provincias del NOA*, Ed. De la Universidad Nacional de Tucumán, Tucumán, 2008, pp. 160-161.

³¹ Cfr. Andrés G. UGARTE, “El daño ambiental y sus aspectos fundamentales”, en *Revista del Instituto de Derecho Ambiental. Colegio Público de abogados y procuradores de la Segunda Circunscripción Judicial*, N° 3 Año 2014, pp. 4-13.

³² Cfr. Néstor CAFFERATTA, *Derecho ambiental...* Op. Cit.

³³ Cfr. Claudio F. LEIVA, op. cit., pp. 56-57, María Valeria BERROS, Reparación, prevención, precaución: una nueva mirada a partir del nuevo Código Civil y Comercial, *Revista de Derecho Ambiental* N° 43, Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires, Julio – septiembre 2015, pp. 67 y ss. Enrique FALCÓN, “El sistema precautorio y el principio de incertidumbre o relación de indeterminación en la ciencias sociales y en el campo ambiental”, en Et al, BERIZONCE R. – PASUTTI J. (Coord.), *Tutela judicial del ambiente*, Ed. Rubinzal-Culzoni, Santa Fe, 2015, pp. 259-281. Jorge W. PEYRANO, “Aspectos procesales del funcionamiento del principio precautorio en materia ambiental”, en Et al, BERIZONCE R. – PASUTTI J. (Coord.), *Tutela judicial del ambiente*, Ed. Rubinzal-Culzoni, Santa Fe, 2015, pp. 283-295; entre muchos prestigiosos autores.

Iniciando el Título V del Libro Tercero del CCCN, el Art. 1708 prevé como funciones de la responsabilidad, junto a la clásica función reparatoria, la función preventiva³⁴: *“Las disposiciones de este Título son aplicables a la prevención del daño y a su reparación.”*

Asimismo, y en conjunción con lo que venimos analizando, el Código establece a través del Art. 1710 CCCN, para todas las personas el DEBER “en cuanto de ella dependa, de: a) evitar causar un daño no justificado; b) adoptar, de buena fe y conforme a las circunstancias las medidas razonables para evitar que se produzca un daño, o disminuir su magnitud; si tales medidas evitan o disminuyen la magnitud de un daños del cual un tercero sería responsable, tiene derecho a que éste le reembolse el valor de los gastos en que incurrió, conforme a las reglas del enriquecimiento sin causa; c) no agravar el daño, si ya se produjo.”

El sistema no sólo se sostiene a través del reconocimiento de los derechos sino también mediante la imposición masiva de obligaciones tendientes a proteger el ambiente.

Pero no adentramos en un terreno ríspido cuando analizamos la aplicación de la función precautoria en toda esta plataforma jurídica. No sólo se trata de prevenir, de evitar el daño que ciertamente se puede producir. En el ámbito de la precaución nos manejamos a través de un sendero de probabilidades que, no obstante las incertezas científicas, merecen el impedimento de actividades y obras que de otra forma podrían generar daños irreversibles.

“Así, la reparación y la prevención se encuentran ligadas a la certeza de perjuicios que ya se han materializado o bien podrían materializarse, lo que permite trazar vínculos causales desde un criterio de regularidad hacia el pasado o una prognosis respecto del futuro. Esto no se replica en el caso de los supuestos de precaución. Allí, el andamiaje teórico con el que se pensó el problema del daño y de los riesgos no funciona de modo adecuado. Ello debido a que no se conoce lo suficiente sobre una hipótesis o existe una controversia científica respecto de ella. La certeza del perjuicio, requisito medular para el funcionamiento tanto de la reparación como de la prevención, aquí se redirecciona hacia el plano de las incertezas y controversias. Esto también torna compleja la determinación de causalidades, que constituye un tema de especial dificultad en materia ambiental y aquí reforzado por la existencia de explicaciones contradictorias o bien por insuficiente información.”³⁵

Las particularidades del derecho ambiental y del moderno derecho de daños no sólo consideran de manera positiva la actuación protectoria. Además, brindan las herramientas jurídicas necesarias para la evitación del daño.

El Art. 1711 CCCN prevé expresamente la Acción preventiva.

³⁴ Cfr. Gonzalo SOZZO, “Arquitectura de la responsabilidad civil en el Proyecto de Código Civil y Comercial”, Revista de Derecho de Daños, Santa Fe, Rubinzal Culzoni, 2.012- 3, p. 586. “...esta función preventiva asignada a la responsabilidad civil sólo puede cumplir un rol subsidiario de la administración, el Estado es quien en principio tiene la función primaria de velar por la seguridad de los ciudadanos en un Estado Democrático de Derecho. Desde esta perspectiva, la función prevencional que desarrolla el sistema del Derecho de Daños es sólo secundaria. En las sociedades contemporáneas en la tarea de prevención del daño debe jugar un papel central la Administración...”

³⁵ Cfr. María Valeria BERROS, *Reparación, prevención, precaución: una nueva mirada a partir del nuevo Código Civil y Comercial*, Revista de Derecho Ambiental N° 43, Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires, Julio – septiembre 2015, p. 73.

“La acción preventiva procede cuando una acción u omisión antijurídica hace previsible la producción de un daño, su continuación o agravamiento. No es exigible la concurrencia de ningún factor de atribución.”

A los fines de interponer esta acción, resulta indispensable hacer un juicio de ponderación sobre la previsibilidad del acaecimiento de un daño.

Estas normas deben ser complementadas con lo dispuesto por los Arts. 1712 y 1713 CCCN. Estos artículos versan sobre la legitimación para reclamar y la forma en que el juez expresa su decisión a través de la sentencia.

“Dada la vigencia de la LGA, cuando se articule la acción de prevención de los arts. 1711/1713, CCiv.yCom., en materia de daño ambiental, el juez gozará no sólo de las facultades previstas en el art. 1713, CCiv.yCom., sino también de las conferidas por el art. 32, LGA, y ello, por lo que antes se señaló, aun en el supuesto de perseguirse evitar un daño todavía no acaecido.

El art. 1713, CCiv.yCom., impone al juez que cuando dicte sentencia que admita la acción preventiva deberá disponer “de oficio” los mandatos de dar, hacer o no hacer que correspondan para asegurar la eficacia del pronunciamiento. Vemos que en ese punto coincide el CCiv.yCom. y la LGA.”³⁶

En definitiva, la nueva legislación civil se hace eco del desarrollo doctrinal y jurisprudencial sobre la materia, haciendo especial énfasis en la fase previa a la producción del daño y no en su reparación.

Hidrocarburos – Leyes Nacionales

El descubrimiento del petróleo en EEUU, a mediados del siglo 19, profundizó el proceso de industrialización en todo el mundo. La carrera por la generación de instrumentos que permitiesen la fabricación a escala y el incremento del PBI de los países, llevó incluso a conflictos armados fundamentalmente durante el siglo 20.

Inventos como el motor Diesel (nombre que proviene del Ing. Rodolfo Diesel), y el desarrollo de maquinarias impulsadas a través de derivados del petróleo, y no del carbón, como era propio de la época, implicó una evolución marcada y profunda en el sistema global.

Surgieron emporios económicos como el del Standard Oil (Rockefeller), Shell, British Petroleum, etc. El petróleo se convierte en la principal fuente de energía.

Desde el punto de vista ambiental, la actividad petrolera derivó en catástrofes ambientales como el derrame de Exxon Valdez en Alaska (1989), el del Prestige en la costa de Galicia (2002) y el de la British Petroleum en el Golfo de México (2010). Estos antecedentes evidencian la necesidad de poner foco en el sistema jurídico preventivo de la actividad.³⁷

³⁶ Cfr. Daniel LAGO, op. cit., p. 178.

³⁷ Cfr. Mariano RAMIREZ, Régimen del Petróleo, Santa Fe, Rubinzal- Culzoni, 2006, p. 100. Se puede profundizar también en Mariano RAMIREZ, Petróleo. Política, legislación, doctrina, Ed. Jurídicas Cuyo, Mendoza, 2003

En Argentina, con anterioridad al desarrollo de la actividad petrolera en la Patagonia, encontramos antecedentes en la Provincia de Mendoza y Neuquén.

El maestro RAMIREZ señala que “esos informes favorables, decidieron la formación, para su explotación en 1895, de la ‘Compañía Mendocina de Petróleo’, cuyos estatutos fueron aprobados por el Poder Ejecutivo Nacional, iniciándose en 1816 las primeras 20 perforaciones, de 80 a 290 m de profundidad con resultados positivos...”³⁷

En 1907 se produjo el descubrimiento de un yacimiento petrolífero en Comodoro Rivadavia, en ocasión de la búsqueda de aguas subterráneas. Esto derivó en la sanción de una serie de normas durante la presidencia de Roque Sáenz Peña, y la creación de la Dirección General Explotadora de Petróleo de Comodoro Rivadavia.

Todos estos antecedentes, derivaron en la sanción de la Ley 11688 de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) en el año 1932, constituyendo una excepción al Código de Minería, que prohibía al estado la explotación de minerales.

En 1935 se sancionó la ley 12.161, Ley Orgánica sobre el régimen de concesión y explotación del petróleo, la que rigió hasta el año 1958, con la sanción de la Ley 14773 durante el gobierno de Frondizi, mediante la cual se prescribe que los hidrocarburos son propiedad de la Nación, en detrimento de las provincias.

Ley N° 17319 – Ley de Hidrocarburos

La Ley N° 17319 sancionada el 23 de julio de 1.968, durante la Presidencia del General Onganía establece un régimen orgánico de los hidrocarburos en la República Argentina. El Art. 1° disponía que “Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional.” Únicamente refiere a los hidrocarburos en estados líquidos y gaseosos, excluyendo a los hidrocarburos sólidos, en dominio de los estados provinciales.

Esta norma reglamenta cuestiones técnicas vinculadas a los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos. También regula el transporte, adjudicaciones, impuestos, y la caducidad y extinción de los permisos y concesiones, conforme incumplimientos previstos expresamente en esta ley.

La norma fue modificada por la Ley N° 26197, que ordena el sistema normativo y establece que son los estados provinciales los titulares de los yacimientos existentes en su territorio, en concordancia con lo consagrado en el Art. 124 in fine de la Constitución de la Nación Argentina.

Como antecedentes encontramos Ley Nacional N° 12161, promulgada el 26 de marzo de 1.935, la que rigió hasta el año 1958, con la sanción de la Ley nacional N° 14773.

La Ley N° 17319, propio de la época de su sanción, no se involucra profundamente en la temática ambiental. Hace una leve referencia a través de su articulado.

“... En tal sentido lo que sí regula expresamente esta norma en su artículo 69 es que dentro de las obligaciones de permisionarios y concesionarios de actividades hidrocarburíferas se

encuentra en la adopción de las medidas necesarias para evitar o reducir los perjuicios a las actividades agropecuarias, a la pesca y a las comunicaciones, como así también a los mantos de agua que se hallaren dentro de la perforación...”³⁸

Esta ley tiene su complemento con la Resolución 105/92 de la Secretaría de Energía de la Nación, mediante la cual se aprueba un conjunto de normas que protegen al ambiente.

De esta manera se incorpora la necesidad de estudios previos a la explotación de hidrocarburos, en consonancia con el sistema ambiental de tutela propuesto en la actualidad.

Ley N° 26197

La Ley N° 26197 modifica la Ley N° 17319 de Hidrocarburos, estableciendo que “los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren. (Artículo 1º Ley N° 26197)

Ordena, además, que a partir de la promulgación de la ley, las provincias asumirán el ejercicio pleno del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios (Art. 2 Ley N° 26197)

En cuanto al ejercicio de las facultades como Autoridad Concedente, por parte del Estado nacional y de los Estados provinciales, se desarrollará con arreglo a lo previsto por la Ley N° 17319 y su reglamentación y de conformidad a lo previsto en el Acuerdo Federal de los Hidrocarburos.

Mantiene el diseño de las políticas energéticas a nivel federal, siendo responsabilidad del Poder Ejecutivo nacional. (Art. 2 Ley N° 26197)

Ley N° 27007

Ley N° 27007, del año 2014, en su art. 23, propone al Estado nacional y a los Estados provinciales, de conformidad con lo previsto por el artículo 41 de la Constitución Nacional, propender al establecimiento de una legislación ambiental uniforme, la que tendrá como objetivo prioritario aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente.

El Art. 5º de la Ley N° 27007, incorpora como artículo 27 bis de la Ley N° 17319 el siguiente texto: “Entiéndase por Explotación No Convencional de Hidrocarburos la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón

³⁸ Mauricio PINTO – Líber MARTÍN, *La Evaluación de Impacto Ambiental y su régimen jurídico*. Op cit, p.38.

(coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad. El concesionario de explotación, dentro del área de concesión, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto. La Autoridad de Aplicación nacional o provincial, según corresponda, decidirá en el plazo de sesenta (60) días y su vigencia se computará en la forma que establece el artículo 35...”

NORMATIVA PROVINCIAL

En la Provincia de Mendoza la conciencia ambiental ha sido un patrón constante que ha permitido el desarrollo de políticas ambientales destacadas en comparación con el resto de las provincias argentinas.

El notable jurista mendocino, Aldo Rodríguez Salas, expresa en este sentido que *“la participación, el fomento, el fomento de las investigaciones, y la educación ambiental integran los soportes estructurales de la política ambiental mendocina. La participación social constituye el eje a partir del cual la política y la gestión ambiental se articulan en la acción.”*³⁹

Mendoza fue adelantada en la custodia del agua y demás recursos⁴⁰. En 1884, con la sanción de la Ley de Aguas de Mendoza⁴¹, y en 1992, con la sanción de la Ley N° 5961 (Ley General de Ambiente de Mendoza).

También precursora entre los estados provinciales con respecto a la conformación de una Red de Áreas Naturales Protegidas. El 19 de junio de 1961, se sanciona la Ley N° 2821, que crea la Primera Reserva Natural de la provincia: La Reserva Forestal Ñacuñán (Actualmente sujeta al Programa MAB, Man and the biosphere).

Transcurrieron veinte años para que la Red de Áreas Naturales Protegidas tomara proporciones con la creación de nuevas reservas (Reserva Fáunica Llanquanelo, Reserva Natural Divisadero Largo, Reserva Total La Payunia, Parque Provincial Aconcagua).

³⁹ Aldo RODRIGUEZ SALAS, *El Derecho ambiental...* op. cit., p. 76.

⁴⁰ Ver DALMASO, Antonio D - MARTÍNEZ CARRETERO – VIDELA - DELUGAN, M., *Las áreas protegidas de Mendoza. Su relación con la conservación*, et al, Mendoza Ambiental. Editores: Eduardo Martínez Carretero y Antonio D. Dalmaso. Mendoza. 1995, p. 268. “Ya en el año 1896 Mendoza fue pionera en la tarea de conservación, a través de la sanción de la Ley 39 Sobre plantación y fomento de bosques, y en 1937 mediante la Ley 1230 de Defensa de la fauna autóctona.”

⁴¹ Cfr. Maurico PINTO (Coord.) – Marcela ANDINO – Gladys ROGERO, *Ley de Aguas de 1884 comentada y concordada*, Ed. Irrigación, Mendoza, 2006, p. 9. “La Provincia de Mendoza ha sido cuna del Derecho de Aguas argentino. Su legislación formal y sus instituciones son decimonónicas. De sus habitantes han surgido algunos de los más destacados expertos en la materia, como Miguel Marienhoff, Guillermo Cano o Joaquín López. En sus aulas se han formado las primeras cátedras jurídicas sobre aguas, como las que ejerció el Dr. Cano desde 1936 en la Universidad Nacional de Cuyo, o el Dr. López desde 1962 en la Universidad de Mendoza. Su actual régimen legal y constitucional, ha sido la base de numerosas normas y proyectos en otras latitudes, tanto en Argentina como en otros lugares alejados del mundo...”

La Provincia de Mendoza tiene como norma madre sobre temas ambientales a la Ley N° 5961 de Preservación, Conservación, Defensa y Mejoramiento del Ambiente. En su Art. 2 se declaran de interés provincial estas actividades⁴², y en el Art. 3 inc. c) hace referencia a las áreas naturales, al considerar comprendidas a los efectos de la ley *“La creación, protección, defensa y mantenimiento de áreas y monumentos naturales, refugios de vida silvestre, reservas forestales, faunísticas y de uso múltiple, cuencas hídricas protegidas, áreas verdes de asentamiento humano y/o cualquier otro espacio que conteniendo suelos y/o masas de agua con flora y fauna nativas, seminativas o exóticas y/o estructuras geológicas, elementos culturales o paisajes, merezca ser sujeto a un régimen de especial gestión y administración.”*

Ley N° 5961 - Ley General de Ambiente de la Provincia de Mendoza

La Ley N° 5961 es la norma madre en materia ambiental en la Provincia de Mendoza. Surge como consecuencia de un impulso frenético de la temática ambiental, cuya máxima expresión se evidencia a través de la Conferencia de Río de Janeiro celebrada en el año 1992.

Esta norma es de orden público, e impregna toda la normativa mendocina, como se evidencia en el análisis que se efectúa en el presente trabajo.

Rodríguez Salas remarca este carácter de orden público, que lo encontramos en el Art. 1 de la Ley N° 5961, *“el término orden público aparece por primera vez en el derecho moderno de la mano del Código Civil francés de 1804, que en su artículo 6 señala que ‘no podrán derogarse por convenios particulares las leyes en cuya observancia están interesados el orden público y las buenas costumbres.’*⁴³

Además, haciendo referencia al maestro Guillermo CANO, *“el orden público ambiental implica que el interés público comprometido en la preservación del equilibrio ecológico, puede y debe ser defendido por la autoridad administrativa, por los agentes fiscales, de oficio por los jueces y por los ciudadanos. La nueva concepción sobre el rol de los jueces en la protección del ambiente es tributaria de esta concepción señera.”*⁴⁴

El Art. 26 de la Ley N° 5961 define al Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), como el procedimiento destinado a identificar e interpretar, así como a prevenir, las consecuencias o efectos que acciones o proyectos públicos o privados, puedan causar el equilibrio ecológico, al mantenimiento de la calidad de vida y a la preservación de los recursos naturales.

El artículo 27 de la Ley Provincial de Ambiente determina taxativamente que *“todos los proyectos de obras o actividades capaces de modificar, directa o indirectamente el ambiente*

⁴² Ver Aldo RODRÍGUEZ SALAS, *El Derecho ambiental y la ley general del ambiente de Mendoza*, et al, Mendoza Ambiental, Editores: Eduardo Martínez Carretero y Antonio D. Dalmasso. Mendoza, 1995, p. 282. *“En la tesis del orden público ambiental sostenida por Cano (1979), implica que el interés público comprometido en la preservación del equilibrio ecológico puede y debe ser defendido por la autoridad administrativa, por los agentes fiscales y aún de oficio por los jueces. La Ley General de Ambiente está diseñada bajo este concepto.”*

⁴³ Aldo RODRIGUEZ SALAS, *El derecho ambiental*, op. Cit., p. 63.

⁴⁴ Ibidem, p. 65.

del territorio provincial, deberán obtener una declaración de impacto ambiental (D.I.A.)". Y el artículo 28 prohíbe "la autorización administrativa y/o la ejecución de actividades que no cumplan dicho recaudo" e indica que se pueden aplicar sanciones o dictar la nulidad de las actuaciones administrativas que se hubieren iniciado.

Las etapas del procedimiento de EIA, de acuerdo a lo previsto por el Art. 29 de la Ley N° 5961, son: a) Manifestación General de Impacto Ambiental y, en su caso, Manifestación específica de Impacto Ambiental, b) Audiencia Pública, c) Dictamen técnico, d) Declaración de Impacto Ambiental.

El Art. 34 ordena que la DIA sin dictamen técnico y audiencia previa será nula.

El procedimiento se complementa con lo dispuesto por el Decreto 2109/1994, que regula el Dictamen Sectorial (Art. 17 Decreto 2109), el cual es solicitado a las autoridades competentes que regulen la afectación de elementos sensibles, verbigracia el Departamento General de Irrigación, ente autárquico, descentralizado y con jerarquía constitucional, competente en la administración del recurso hídrico. También es frecuente la solicitud de dictámenes sectoriales a los municipios dónde se realiza la actividad sujeta a control.

Para completar el procedimiento es fundamental el sistema de Control y Vigilancia que se implemente (art. 21 del Decreto 2109/94)

"El cumplimiento, control y seguimiento de las medidas son responsabilidades del titular del proyecto, quien debe ejecutarlos con personal propio o mediante asistencia técnica contratada al efecto."⁴⁵

El anexo 1 de la Ley N° 5961 establece qué obras o actividades estarán sujetas a la autorización por parte del organismo provincial competente, y qué obras se sujetarán a la autorización de las autoridades ambientales municipales.

En el Punto I, inc. 5) prevé que la autoridad ambiental provincial otorgará autorización para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. En forma genérica, además, es competente para todas aquellas obras o actividades que puedan afectar directa o indirectamente el equilibrio ecológico de diferentes jurisdicciones territoriales.

Ley N° 6045 – Áreas Naturales Protegidas

En 1993 se sanciona la Ley N° 6045. La misma regula el Régimen de Áreas Naturales Protegidas para la Provincia de Mendoza.

Tiene una Parte General, en donde se expresa el objeto, las finalidades, los objetivos generales y criterios de conservación. El Art. 6 de la Ley N° 6045, describe a la conservación como "la sabia administración y uso de los ambientes silvestres, recursos naturales y fuentes productivas, sobre bases científicas y técnicas dirigidas a lograr su estabilidad, permanencia,

⁴⁵ Cfr. Alejandro DROVANDI, "Evaluación de Impacto Ambiental", et al, Mauricio PINTO – Líber MARTIN (DIR), *La Evaluación de Impacto Ambiental y su régimen jurídico*, Ed. Lajouane, Buenos Aires, 2012, p. 351.

productividad y rendimiento sostenido, a través de su estricta protección, manejo preservacionista y diversas modalidades de aprovechamiento.”

Posteriormente, en su Parte Especial, prevé las distintas categorías de manejo, la autoridad de aplicación (Dirección de Recursos Naturales), el Régimen económico y financiero, las sanciones y las acciones judiciales a interponer para la protección del ambiente.

La Ley N° 6045 prevé que “A los fines de la administración y gestión de estas áreas, podrán distinguirse hasta 3 tipos de zonas: a) Zona intangible, que será categorizada como reserva natural estricta b) Zona restringida c) Zona de uso controlado”. En los Arts. 22, 23, 24 y 25 se detallan las condiciones de cada zona. Se pretende delinear diferentes niveles, dentro de los límites de cada área, con mayor o menor protección. Pero, si pretendemos organizar con precisión la gestión “dentro” de cada área, primero se deben conocer con exactitud los límites geográficos del área y de su zona de amortiguación, posteriormente establecerlos a través de hitos y mojones; además de su registración y especificación catastral siguiendo las más modernas tecnologías.

Las actividades extractivas dentro de las áreas protegidas están prohibidas, siguiendo lo dispuesto por la Ley N° 6045 en sus artículos 21, 22, 23, 24 y 25. La normativa prevé, a los fines de la administración y gestión, tres tipos de zonas: a) zonas intangibles, b) zonas restringidas y c) zonas de uso controlado (art. 21)

Las zonas intangibles son “aquellas no afectadas por la actividad del hombre” (art. 22) corresponde al núcleo del área, siendo la zona de mayor protección. En esta zona no se admite ningún tipo de actividad extractiva.

Las zonas restringidas son “aquellas en la que su estado natural solamente podrá ser alterado el mínimo necesario para asegurar el control y la protección de la influencia externa de zonas intangibles” (art. 23). Se admiten sólo actividades que ocasionen un mínimo impacto, quedando prohibida la exploración y explotación minera (art. 24 b)

Mientras que las zonas de uso controlado sólo admiten actividades de “carácter conservativo o recuperativo, quedando expresamente prohibidos cualquier clase de explotación minera y de hidrocarburos” (art. 25) Estas secciones son las más perimetrales y tampoco admiten ningún tipo de labor extractiva.

Ley N° 7526

La Ley N° 7526 del 19 de abril de 2006, establece en su Art. 1 que “los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, como así también toda otra fuente natural de energía sólida, líquida o gaseosa, situada en subsuelo y suelo, pertenecen al patrimonio exclusivo, inalienable e imprescriptible del Estado Provincial. Al Poder Ejecutivo le compete la promoción, desarrollo y ejecución en el territorio provincial de planes destinados a incrementar racionalmente la producción de estos recursos con el objeto de contribuir al autoabastecimiento interno, asegurar un adecuado margen de reservas, la obtención de saldos exportables y la industrialización de los recursos en su lugar de origen, todo en beneficio de las generaciones actuales y futuras”.

Es el Poder Ejecutivo provincial el que otorga los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos en la Provincia de Mendoza (Art. 1, Art. 3 Ley N° 7526).

“En aquellos aspectos no previstos por la presente norma será de aplicación supletoria la Ley N° 17.319, sus concordantes, supletorias, sus decretos y demás normas reglamentarias.” (Art. 2 Ley 7526). De esta forma, la normativa provincial aplica expresamente el complejo de normas nacionales (Leyes 17319, 26197 y 27007) de manera supletoria, completando vacíos legales sobre la materia.

El Artículo 11 de la Ley N° 7526 establece que “Todo concesionario de explotación está obligado a efectuar las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas y preservación del medio ambiente.”

La Ley N° 7.526, en sus arts. 32⁴⁶ y 33 hace una expresa remisión a la normativa ambiental, a la Ley N° 5.961 y al Decreto n° 437/93 y toda la normativa que a tal efecto se ha dictado en la provincia.

Ley N° 8051 - Ley de Ordenamiento Territorial y Uso de suelo

Luego de un proceso amplio, plural y participativo, con intervención de organismos públicos y, sobre todo, de las instituciones académicas, quienes fueron artífices fundamentales y brindaron aportes significativos, se sancionó la Ley N° 8051 en el año 2009. Esta norma complementa el régimen que en relación a este instrumento recepta la Ley N° 25675 como presupuesto mínimo de protección.

Como señala Aldo Rodríguez Salas⁴⁷, la Ley N° 8051 es un “instrumento básico del desarrollo sustentable”, y en su artículo 1 define como parte de su objeto la planificación para conciliar el proceso de desarrollo.

Art. 1. - Objeto y Fines del Ordenamiento Territorial *La presente ley tiene por objeto establecer el Ordenamiento Territorial como procedimiento político-administrativo del Estado en todo el territorio provincial, entendido éste como Política de Estado para el Gobierno Provincial y el de los municipios. Es de carácter preventivo y prospectivo a corto, mediano y largo plazo, utilizando a la planificación como instrumento básico para conciliar el proceso de desarrollo económico, social y*

⁴⁶ Artículo 32 Ley 7526 - La aplicación e interpretación de la presente Ley se ajustará a los siguientes principios: a) Desarrollo sustentable. b) De previsión. c) De equidad intergeneracional. d) De preservación de los recursos naturales y la integridad de los ecosistemas. Su explotación debe ser preservada en beneficio de las generaciones actuales y futuras.

⁴⁷ Aldo RODRIGUEZ SALAS, Op. Cit, p. 104.

*ambiental con formas equilibradas y eficientes de ocupación territorial. Sus fines son:*⁴⁸

La Provincia de Mendoza ha evidenciado un avance notable en la materia, al sancionar la Ley N° 8051 en el año 2009.⁴⁹

Ejemplo de consenso, participación ciudadana y de interés científico, mediante un proceso complejo de consultas en el cual intervinieron organizaciones de la sociedad civil y, sobre todo, prestigiosos exponentes de los principales claustros académicos y científicos. Estos últimos aportaron saberes relevantes con el objeto de crear una ley modelo a nivel nacional.

La competencia de los organismos creados por la Ley N° 8051, tiene por objeto en primera instancia la elaboración de diagnósticos adecuados de la realidad ambiental de Mendoza, para

⁴⁸ a) Asegurar una mejor calidad de vida para la población de Mendoza, en congruencia con los principios de equidad social y equilibrio territorial tendientes a lograr un desarrollo sostenible y sustentable.

b) Valorar el territorio, y sus recursos como base de la identidad cultural y de la competitividad provincial, reconociendo las potencialidades, restricciones, desequilibrios y riesgos como elementos estratégicos que deben ser controlados para lograr el desarrollo provincial actual y futuro.

c) Crear, desarrollar y mantener un modelo de gestión sistémico, centrado en la visión integral de la Provincia y los municipios adaptados a los procesos y avances tecnológicos, a los comportamientos competitivos de la economía, a la situación social, y a la valoración estratégica de los recursos y del conocimiento.

d) Conocer, caracterizar y comprender la dinámica del medio natural de tal manera que se establezca su aptitud, capacidad de soporte y las sinergias positivas y negativas para sustentar las actividades antrópicas actuales y futuras.

e) Evaluar los recursos que permitan gestionar el desarrollo territorial en forma sostenible, procurando el ordenamiento integral y equitativo de todo el territorio, mediante el aprovechamiento de los recursos humanos, naturales y físico-estructurales, conforme a sus potencialidades y limitaciones.

f) Implementar planes, programas y proyectos en el corto, mediano y largo plazo tendiente al desarrollo de un sistema territorial, urbano, rural y de zona no irrigada equilibrada y ambientalmente sustentable.

g) Detener, estabilizar y reorientar los procesos de intervención espontánea y crecimiento urbano descontrolado, ordenando las áreas ocupadas para reducir desequilibrios demográficos y espaciales defectuosos, producto de las acciones especulativas del crecimiento económico.

h) Orientar los planes de inversión pública y privada en el territorio, guiando su uso patrimonial hacia el desarrollo de tecnologías limpias y de responsabilidad social creciente.

i) Lograr instrumentos de gestión socio-política que propicien condiciones de gobernabilidad del territorio, a través del fortalecimiento de la capacidad social para articular sus intereses, cumplir sus compromisos y solucionar sus conflictos, destinados a lograr una integración justa y la convivencia armónica y democrática.

j) Mejorar la toma de decisiones para el desarrollo sostenible, que implica la utilización no depredadora de los recursos, la disminución de las probabilidades de riesgo para la población y la optimización de los recursos disponibles.

k) Asegurar el proceso continuo de planificación para la gestión del desarrollo y del territorio, atendiendo en forma permanente al aporte y la introducción de mejoras, innovaciones y nuevas actividades que puedan optimizar la calidad de vida, la competitividad territorial, la seguridad y sustentabilidad en la Provincia, previniendo su adecuación en el tiempo mediante la aplicación de los mecanismos que la misma ley prevé.

⁴⁹ Cfr. Luis G. ESCOBAR BLANCO, *Coordinación de una futura ley de Medio Ambiente con la ley de ordenamiento territorial*, Revista del Foro de Cuyo, N° 111, Ed. Dike, 2011, p. 69. "...El gigantesco avance que presupone la existencia de la Ley N° 8051 de Ordenamiento Ambiental y Usos del Suelo (LOTyUS) debe ser complementado y coordinado con la futura reforma de la Ley N° 5691 (sic) de Medio Ambiente (LMA), de modo que el impulso iniciado sea constante..."

luego avanzar en las estrategias vinculadas a la planificación del territorio en sus diferentes facetas y aristas.

De allí que los instrumentos fundamentales que surgen de la ley consisten en PLANES⁵⁰, con una mirada hacia el futuro, proyectando actividades en el tiempo y en el espacio.

Decreto N° 2109/94, Reglamentario de la Ley General del Ambiente

El Decreto 2109/94 complementa las disposiciones de la Ley General de Ambiente mendocina con disposiciones relevantes.

Describe el Aviso de proyecto para aquellas actividades u obras cuya magnitud posibiliten a la autoridad de aplicación exceptuar al proponente del procedimiento de EIA (Art. 10 Decreto 2109/94)

Asimismo, contempla la presentación por parte del proponente, de un Informe de Partida, para aquellas obras y actividades comprendidas en el Anexo I de la Ley N° 5961, que a la fecha de entrada en vigencia de la reglamentación se encuentran concluidas o en proceso de conclusión y/o de ejecución. (Art. 24 decreto 2109/94), con la facultad de disponer de medidas correctivas ante la verificación de diversos impactos al ambiente (Art. 25 decreto 2109/94)

⁵⁰ Artículo 7° Ley 8051 - DE LOS INSTRUMENTOS Y PROCEDIMIENTOS DEL ORDENAMIENTO TERRITORIAL

Son instrumentos y procedimientos del Ordenamiento Territorial las siguientes normas tanto de planificación y ejecución, como de información y control:

- a) El Plan Estratégico de Desarrollo de la Provincia de Mendoza.
- b) El Plan de Ordenamiento Territorial Provincial.
- c) Los Planes de Ordenamiento Territorial Municipal.
- d) El Plan Ambiental Provincial.
- e) El Plan de Gestión de Riesgos y Manejo de Emergencias Provincial.
- f) El Plan de Ordenamiento Territorial Metropolitano para el Gran Mendoza.
- g) Los Planes de Ordenamiento Territorial de Áreas Especiales (perilagos, pedemonte, distritos industriales, parques tecnológicos, sub-regiones, otros).
- h) Los Planes Sectoriales o Intersectoriales actuales y futuros.
- i) El Sistema de Información Ambiental y el Sistema de información Territorial (de la Dirección Provincial de Catastro según Ley 26.209)
- j) La Evaluación del Impacto Ambiental.
- k) La Evaluación del Impacto Territorial.
- l) La Auditoría Externa de Impacto Territorial.
- m) La Evaluación Ambiental estratégica.

Los planes, los proyectos y programas de Ordenamiento Territorial que incluyen y sus modificaciones, serán formulados teniendo en cuenta los distintos niveles de aplicación, jurisdicción y competencia de los organismos nacionales, provinciales y municipales, debiendo respetarse los lineamientos generales que contenga el nivel superior que corresponda, en tanto los mismos sean compatibles, asegurando la coordinación necesaria entre los sujetos del Ordenamiento Territorial.

“El decreto 2109/94 reglamenta en su art. 21 el control, extendiendo la función de los órganos sectoriales más allá que la regulación legal referida, en cuanto tales autoridades no deben sólo controlar que –acorde al art. 28 de la Ley N° 5961 – el beneficiario del permiso sectorial presente la correspondiente DIA para poder otorgarle un permiso o autorización sectorial, sino que además – según la norma reglamentaria – corresponde a tales órganos administrativos sectoriales el seguimiento y vigilancia del cumplimiento de lo establecido en la Declaración de Impacto Ambiental.”⁵¹

Decreto 437/93

Esta norma regula el Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental de la Exploración y explotación de Hidrocarburos. La norma fue modificada por el Decreto N° 691/95, a los efectos de la aplicación del Título V de la Ley N° 5961, referido a la Evaluación del Impacto Ambiental en las actividades de producción de hidrocarburos prevista en el Anexo 1, punto 1, inc. 5 de la Ley General de Ambiente Mendoza. (Art. 1 Dto. 437/95)

El Art. 4 ordena la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental Previo (EAP), vinculando el procedimiento, con lo dispuesto por los Artículos 29, 30 y concordantes de la Ley N° 5961.

El Art. 5 del Decreto exige la idoneidad de los profesionales intervinientes en la EAP

La Audiencia Pública se encuentra regulada a través del Art. 6 del Decreto 437/93, cumpliendo de esta forma con el principio de participación ciudadana, y posibilitando la intervención de los posibles afectados por la realización del proyecto.

El Art. 7 regula la inscripción en el Registro de profesionales para la elaboración del Dictamen Técnico exigido por el Art. 32 de la Ley N° 5961.

El título II se intitula De la Evaluación y vigilancia permanente de la actividad petrolera, creando en el Art. 9 el Registro de la Situación Ambiental de la Producción Petrolera (RSAPP), en el ámbito de la actual Dirección de Protección Ambiental dependiente de la Secretaría de Ambiente y Ordenamiento Territorial de la Provincia de Mendoza.

Con respecto a las sanciones por infracciones cometidas durante la actividad, el decreto vuelve a vincularse con la Ley N° 5961, a través del Art. 39, pudiendo llegar incluso a ordenar la demolición o destrucción de las obras realizadas en infracción (Art. 20 Decreto 437/93)

Decreto 170/2008

El Decreto 170 del 23 de enero de 2008 (Publicado en el Boletín Oficial: 7 de febrero de 2008) complementa el Dec. 437/93, y regula los hidrocarburos, las actividades de prospección, exploración y explotación, y la Evaluación del impacto ambiental.

El Decreto 170 *“tiene por objetivo la adecuación de las Normas Ambientales con competencia en materia de Evaluación de Impacto Ambiental de acuerdo a lo establecido en el Título V de la Ley N° 5.961 en las actividades de prospección, exploración y explotación de hidrocarburos*

⁵¹ Mauricio PINTO – Líber MARTIN, *La evaluación...*, op. Cit, p. 134.

previstas en el Anexo 1, Punto 1, Inciso 5) de la norma de mención; los requerimientos de la Resolución 25/2004 de la Secretaría de Energía de la Nación y, como consecuencia de la licitación de las nuevas áreas petroleras, en la Provincia de Mendoza y de las áreas y/o yacimientos ya existentes. El alcance del presente Decreto abarca, tanto a las áreas actualmente concesionadas, así como las que sean concesionadas con posterioridad a fecha de entrada en vigencia del mismo.” (Art. 1 Decreto 170/2008).

Los Informes de Situación (IS), deberán contemplar lo establecido en la Manifestación General de Impacto Ambiental y en la Declaración de Impacto Ambiental (Art. 2 Dto. 170), y las empresas petroleras deberán inscribirse en el Registro Provincial de Generadores de Residuos Peligrosos (Art. 3 Dto. 170).

A través del Art. 3 se hace referencia a los pasivos ambientales existentes en cada área concesionada, los que deberán ser sometidos a un proyecto de saneamiento integral.

Dentro de la Manifestación General Impacto Ambiental, se deberá contemplar un Plan de Gestión de los Residuos Sólidos, Semisólidos y Efluentes tanto peligrosos como no peligrosos. (Art. 6 Decreto 170), debiendo reglamentarse, además, lo relativo al Seguro Ambiental contra accidentes y perjuicios causados por los concesionarios, con la complejidad relativa a esta temática abordada en párrafos anteriores. (Art. 7 Dto. 170).

Decreto N° 248/2018

El Decreto N° 248 del Poder Ejecutivo Provincial (B.O. 9/3/2018), tiene por objeto la regulación del procedimiento de evaluación de impacto ambiental de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos sobre formaciones no convencionales.

La norma complementa la legislación ambiental de Mendoza. Hace expresa mención al vigente Decreto 437/93, que regula el procedimiento de EIA en hidrocarburos en general, y las disposiciones de la Ley N° 5961 (Ley General de Ambiente mendocina), que establece el procedimiento de evaluación de impacto ambiental para todas las actividades y obras en general.

El Artículo 1° dispone: “Establézcase que el presente decreto es complementario del Decreto 437/93 y del Decreto 170/08 y tiene por objeto la reglamentación en materia de evaluación de impacto ambiental de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos sobre formaciones no convencionales, conforme al Título V y al Anexo I, punto 1 inciso 5 de la Ley N° 5961.”

La autoridad de aplicación es la Secretaría de Ambiente y Ordenamiento Territorial a través de la Dirección de Protección Ambiental (DPA) o el organismo público que la reemplace. (Art. 2 Dto. 248/2018).

El Decreto define a la Explotación No Convencional de Hidrocarburo como la “extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas o calizas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.” (Art. 3 Dto. 248/2018).

Esta definición coincide con la prevista en el Art. 27 bis de la Ley N° 17.319 de Hidrocarburos (incorporado por Ley N° 27007).

Describe, además, a los pozos no convencionales, como a aquellos a los cuales resulta necesario realizar estimulaciones o fracturas hidráulicas a fin de generar la permeabilidad y transmisibilidad necesaria para la producción de los fluidos. Y el agua de retorno (flowback) es el fluido que se genera producto de la estimulación hidráulica de un pozo y retorna a la superficie. (Conf. Art. 3º Dto. 248/2018)

Para todas las áreas nuevas a concesionar, todos los proyectos de exploración y explotación en formaciones no convencionales, deberán contar con una Evaluación Ambiental previa a su ejecución que será categorizado como Manifestación General de Impacto Ambiental. (Art. 4º Dto. 248/2018).

Se desprende de lo mencionado, que las exigencias no son menores que las previstas en el sistema general diseñado a través de la Ley N° 5961, y del Decreto 437/1993.

Para el caso de “áreas con concesiones ya existentes, prorrogadas o convertidas o en desarrollo de un plan piloto que permita evaluar el potencial de la formación, la autoridad de aplicación podrá exigir la presentación de un aviso de proyecto o un informe ambiental específico en aquellos proyectos que por su escaso impacto o magnitud no puedan afectar el equilibrio ecológico de uno o más ecosistemas (esto es, aquellos proyectos que no puedan previsiblemente alterar el equilibrio ecológico, superando la capacidad de carga del ecosistema). (Art. 4 Dto. 248/2018).

La facultad de analizar la condición de actividad de escaso impacto o magnitud, recae en la Dirección de Protección Ambiental, la que deberá solicitar mínimamente dictámenes sectoriales del Departamento General de Irrigación y de los Municipios en cuyo ámbito territorial se desarrolle la actividad sujeta a estudio.

Es decir, la norma otorga al Poder Ejecutivo, a través del órgano competente, la facultad de resolver en el caso concreto si la actividad u obra requiere un examen más profundo o no.

El Art. 5º del Decreto prevé para los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales que, además de cumplir con el procedimiento previsto por los Decretos 437/93, 691/95 y 107/2008, deberán cumplir con tres exigencias que se suman a las disposiciones de la normativa señalada: - Declaración jurada sobre la afectación negativa de acuíferos; de fuentes de provisión de agua de pobladores, de actividades agrícolas y ganaderas; de caudal ecológico; áreas naturales protegidas o corredores biológicos. - Declaración jurada con la información del volumen estimado y la fuente de provisión de agua a utilizar durante las etapas de perforación, explotación y terminación de pozos, debiendo acreditar fehacientemente la autorización del Departamento General de Irrigación a tales efectos. - Inscripción ante el Registro Único Petrolero (RUP) del Departamento General de Irrigación y haber obtenido las autorizaciones pertinentes de conformidad con la Resolución N° 778/96 del HTA.

El decreto regula un estándar de protección superior al proponente, estableciendo exigencias que no se encuentran en la normativa que regula la actividad en general.

“Los contenidos mínimos de los informes ambientales serán los desarrollados en el Anexo I de la Resolución N° 25/04 de la Secretaría de Energía de la Nación, en concordancia con lo establecido en el Artículo 1 del Decreto N° 170/08 y deberá incluir la totalidad de las obras que se desarrollarán y sean factibles de generar un impacto ambiental.” (Art. 6 Dto. 248/2018).

Además exige gran cantidad de información sobre el procedimiento a desarrollar: características del pozo nuevo, tipo de pozo (si es vertical, horizontal o dirigido), profundidad de la formación y de los acuíferos, datos del proceso de fractura, datos del recurso hídrico a utilizar, datos de los aditivos a utilizar, datos de sismicidad, datos de prevención y mitigación, y finalmente el control.

Para Áreas Concesionadas Nuevas, el decreto 248/2018, exige intervención nuevamente al Departamento General de Irrigación, organismo que evaluará la sustentabilidad hídrica para extraer agua superficial para ser utilizada como agua de fractura. La autorización de extracción quedará sujeta a la disponibilidad del recurso y siempre que no afecte derechos adquiridos de terceros. (Art. 7).

Es fundamental para el adecuado funcionamiento del sistema y para evitar daños ambientales, la aplicación de efectivos procedimientos de control, los cuales se procuran a través de los Arts. 8 a 12, durante el proceso de fractura hidráulica, y de los Arts. 13 a 17 con posterioridad al proceso de fractura.

Se establece que durante el proceso de Fractura Hidráulica se deberá adoptar un sistema cerrado de procesamiento de fluidos que utilice el concepto de “locación seca”, sin perjuicio de la utilización de tecnologías que ocasionen un menor impacto en el ambiente. (Art. 8 Dto. 248/2018).

AGUAS

Leyes 4035 y 4036 – Aguas Subterráneas

La Ley N° 4035 no prevé una definición de Aguas subterráneas. Se limita a establecer en un Art. 1 que la ley rige la investigación, exploración, uso, control, recarga, conservación, desarrollo y aprovechamiento de las aguas subterráneas para cuya extracción sea necesaria la construcción de obras.

Esta norma data del año 1974, y viene a regular las aguas subterráneas que históricamente eran consideradas aguas privadas, siguiendo lo dispuesto por el Art. 2518 del Código Civil de Vélez Sarsfield.

El maestro Marienhoff promovía la denominada tesis privatista, sustentando el carácter privado de las aguas subterráneas. Esta postura prevaleció en la doctrina y jurisprudencia. “La Corte Suprema de Justicia zanjó la cuestión en el fallo ‘Provincia de Mendoza c/ Compañía de Ferrocarriles Gran Oeste Argentino y Buenos Aires al Pacífico p/ Expropiación’, donde sostuvo

que las aguas subterráneas eran de propiedad de los dueños de los terrenos debajo de los cuales se encontraban.”⁵²

Esta posición se contraponía a la postura publicista, fundamentalmente sostenida por el Dr. SPOTA, quien consideraba que el agua subterránea que circula por cauces naturales se encontraba regulada por el Art. 2340 del Código Civil de Vélez Sarsfield.

Esta discusión queda zanjada con la vigencia de la Ley N° 17711 de 1968, la cual reforma considerablemente el Código Civil, y establece de manera expresa que las aguas subterráneas quedan comprendidas entre los bienes públicos.

El Art. 20 de la Ley N° 4035 prohíbe al concesionario utilizar el agua en un uso distinto al concedido, extraer mayor caudal de máximo autorizado, derivar aguas sin permiso o inficionar aguas.

La Ley N° 4036 regula la competencia del Departamento General de Irrigación en materia de Aguas subterráneas (Art. 1 Ley N° 4036).

El DGI tiene el deber de “inventariar y evaluar en forma permanente los recursos hídricos subterráneos, tanto cuantitativamente como cualitativamente y practicar anualmente el balance hidrológico de las cuencas superficiales y subterráneas.” (Art. 3 inc. 1) Ley N° 4036).

Surge de esta norma el uso conjunto de aguas superficiales y de aguas subterráneas, como un mecanismo de protección y preservación de las aguas subterráneas.⁵³

Corresponde al Honorable Tribunal Administrativo del Departamento General de Irrigación el otorgamiento de concesiones para usos especiales de aguas subterráneas (Art. 4 inc. 2 Ley N° 4036).

Resolución N° 778/96 HTA del Departamento General de Irrigación (Reglamento de protección de la calidad del agua)

La Resolución N° 778/96 del Departamento General de Irrigación establece el “Reglamento General para el Control de Contaminación Hídrica”

En los considerandos de la norma, se evocan los principios de política ambiental fijados por la Constitución Nacional, la Ley N° 5961, la Conferencia Internacional sobre Agua y Medio Ambiente de Dublín en 1992 y la Ley N° 6044.

El Reglamento rige en todo el ámbito de la Provincia de Mendoza la protección de la calidad de las aguas de dominio público provincial, dentro de la competencia fijada por la Ley General de Aguas, y Leyes 4035, 4036, 5961, 6044 y 6405. (Art. 1 Resol. 778/96 HTA)

El Art. 24 de la Res. 778/96 prevé que “*Todas las personas, empresas o establecimientos que viertan o puedan verter efluentes de cualquier naturaleza, directa o indirectamente, al dominio*

⁵² Cfr. Noelia TORCHIA, en Miguel MATHUS ESCORIHUELA, (Dir.). *Derecho y administración de aguas*, Ed. Del Autor; Mendoza, 2007, p. 111.

⁵³ Cfr. Nicolás GONZÁLEZ DEL SOLAR, *Régimen legal de las aguas subterráneas en Mendoza*, Ed. Lajouane, CABA, 2017, p. 267-268.

público hidráulico sujeto a jurisdicción del Departamento General de Irrigación, deberán obligatoriamente inscribirse en el Registro Único de Establecimientos (RUE)...”

El DGI cobra un canon de sostenimiento que tiene por objeto la preservación del recurso hídrico, y prevé sanciones para el caso que el establecimiento cometa infracciones previstas en la Reglamentación, las cuales van desde un apercibimiento, a la clausura del establecimiento o la caducidad de la concesión del permiso de uso o aprovechamiento de agua.

Resolución N° 109/00 HTA Departamento General de Irrigación (Evaluación de Impacto Ambiental de Obras Hídricas)

Con el objeto de armonizar el cumplimiento de las normas ambientales provinciales con las competencias constitucionales que ejerce el DGI, el Honorable Tribunal Administrativo del DGI ordena el Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental para las obras hídricas.

El art. 1 Resol. 109/00 establece que *“Los proyectos de construcción, remodelación, conservación, mantenimiento, operación y/o explotación de obras hídricas de jurisdicción del Departamento General de Irrigación, capaces de modificar, directa o indirectamente, el ambiente de las cuencas hidrográficas de la provincia, como todo otro emprendimiento complementario a las funciones específicas de este organismo, quedan sujetos al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIAOH) por Superintendencia del Departamento General de Irrigación, de conformidad con la autarquía del Organismo, consagrada en la Sección VI de la Constitución de la Provincia, el Título V de la Ley N° 5961 de Preservación del Ambiente y la legislación hídrica provincial.”*

Asimismo, a los fines de coordinar competencias, la Resolución resalta que los proyectos hídricos categorizados en el punto I, del Anexo de la Ley N° 5961, serán de competencia de la autoridad ambiental provincial o municipal, correspondiendo al DGI la elaboración de los dictámenes sectoriales y la participación en las audiencias públicas respectivas.

El anexo 1 de la Ley N° 5961 establece qué obras o actividades estarán sujetas a la autorización por parte del organismo provincial competente, y qué obras se sujetarán a la autorización de las autoridades ambientales municipales.

En el Punto I, inc. 5) prevé que la autoridad ambiental provincial otorgará autorización para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. En forma genérica, además, es competente para todas aquellas obras o actividades que puedan afectar directa o indirectamente el equilibrio ecológico de diferentes jurisdicciones territoriales.

Además, prevé la competencia provincial para la autorización de actividades de generación de energía hidroeléctrica (Punto 1 inc. 1) Anexo Ley N° 5961), construcción de acueductos (Punto 1 inc. 6) Anexo Ley N° 5961), conducción y tratamiento de aguas (Punto 1 inc. 7) Anexo Ley N° 5961).

La Resolución 109/00 prevé un Procedimiento Ordinario (Título III) y un Procedimiento Sumario (IV), conforme las etapas y exigencias que contiene cada procedimiento y en relación al nivel de impacto del proyecto.

Resolución 249/2018 del Honorable Tribunal Administrativo (reglamenta el Dto. 248/2018 del Poder Ejecutivo Provincial sobre explotación de hidrocarburos no convencionales)

En virtud de la vigencia del Decreto 248/18 del PE, que regula la actividad de explotación de hidrocarburos no convencionales en la Provincia de Mendoza, la Dirección de Policía y Calidad del Agua, del Departamento General de Irrigación, promueve el dictado de un cuerpo reglamentario de la normativa referenciada, en los aspectos propios de competencia del Departamento General de Irrigación (Art. 1 Resol. 249/18 HTA)

En cumplimiento de lo dispuesto por los artículos 9 y 16 del Dto. 248/18, el estudio de impacto ambiental deberá contener una Línea de Base que incluirá un estudio hidrológico e hidrogeológico de la zona de influencia hídrica de la actividad a desarrollar, el que especificará:

- Inventario de puntos de agua y su caracterización (hidroquímica, aforos),
- Tipo y cantidad de niveles acuíferos presentes,
- Descripción de las unidades hidrogeológicas: litología, espesores,
- Piezometría y dinámica de flujo,
- Parámetros hidráulicos,
- Vinculación de los acuíferos con las aguas superficiales, entre otras exigencias (Art. 2 Resol. 249/18 HTA)

En el mismo sentido, el DGI se encuentra facultado para solicitar un Análisis de vulnerabilidad del acuífero, como medida preventiva y complementaria del estudio hidrológico e hidrogeológico. (Art. 2 in fine Resol. 249/18 HTA)

En relación a los artículos 5, 7 y 10 del Decreto N° 248/18, los permisos de uso de agua superficial o las concesiones de uso de agua subterránea para proyectos de estimulación hidráulica que otorgue el DGI pagarán un canon diferencial por metro cúbico. (Art. 3 Resol. 249/18 HTA)

En las áreas en producción sólo podrá utilizarse agua de formación como agua de fractura, salvo que el permisionario, concesionario y/u operador no disponga de volumen suficiente, para lo cual deberá demostrar acabadamente ante el DGI la no disponibilidad de agua de formación. Asimismo, la normativa contempla la facultad de presentar una declaración jurada con las consultas efectuadas a otros operadores para la provisión de agua de yacimientos próximos, “según la disponibilidad hídrica de cada cuenca en función de los pronósticos de erogaciones y estudios de acuíferos y atendiendo particularidades de cada caso. (Art. 3 in fine Resol. 249/18 HTA)

El Art. 4 de la Resol. 249/18 HTA ordena en cumplimiento de los Art. 9 y 16 del Decreto N° 248/18 que la empresa proponga al DGI un Plan de Monitoreo con ciertos requerimientos mínimos.

Además, requiere a la empresa estudios técnicos necesarios para garantizar la integridad de los pozos (Art. 5 Resol. 249/18 HTA). El Superintendente determinará en cada caso la distancia mínima de prevención respecto de los cursos de agua permanente y cauces en general, que puedan afectar el recurso hídrico de la zona, haciendo cumplir las disposiciones de la Resolución 778/96 HTA. (Art. 7 Resol. 249/18 HTA)

Finalmente se hace expresa mención a los principios de prevención y precaución, regulados en la Ley 25675 (Art. 8 Resol. 249/18), y se faculta al Superintendente a elaborar los Protocolos de Seguimiento y Control para los proyectos que se desarrollen (Art. 9 Resol. 249/18), todo lo cual fortalece la finalidad de tutelar el agua y el ambiente en general.

Normativa municipal

El Derecho Ambiental Municipal se encuentra nutrido por una pléyade de normas que regulan diversas actividades de carácter ambiental.

Las atribuciones de los Municipios se encuentran sometidas al poder constituyente provincial (autonomía relativa de segundo grado). Conforme surge de los arts. 5 y 123 CN, el régimen municipal depende de lo que establezca la Constitución de cada Provincia y en su caso, de las leyes orgánicas que dicten las legislaturas provinciales. Las destinatarias originales de todos los poderes y competencias son las provincias⁵⁴.

El Art. 123 de la Const. Nac. Dispone que *“Cada provincia dicta su propia constitución, conforme a lo dispuesto por el artículo 5° asegurando la autonomía municipal y reglando su alcance y contenido en el orden institucional, político, administrativo, económico y financiero.”*⁵⁵

Las leyes relevantes en este sentido son fundamentalmente la Ley Orgánica de Municipalidades, Ley N° 1079. Luego, se mencionan competencias municipales en las Leyes N° 5961, 5970, 5100, 6044, 4341 y 3766, entre otras.

Entre las atribuciones que corresponden al Municipio en materia ambiental, el Ordenamiento Territorial junto a la Evaluación de Impacto Ambiental son los instrumentos de mayor importancia con que cuenta el Municipio para garantizar el desarrollo sustentable.⁵⁶

Ordenanzas Municipales que regulan la Evaluación de Impacto Ambiental

El anexo 1 de la Ley N° 5961, determina qué obras o actividades son presentadas ante la autoridad ambiental provincial, a los fines de realizar el Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental.

Asimismo, prevé en el punto II, que los “proyectos de obras o actividades sometidas al proceso de Evaluación de Impacto Ambiental por la autoridad ambiental municipal:

- 1) Con excepción de los enumerados precedentemente, cada municipio determinará las actividades y obras susceptibles de alterar el equilibrio ecológico y ambiental de su territorio y que someterá a E.I.A., con arreglo a las disposiciones de esta ley.
- 2) Sin perjuicio de lo anterior, están sometidas al procedimiento municipal E.I.A., los siguientes proyectos:

⁵⁴ Cfr. Néstor A. CAFFERATTA, “Competencia de la provincia en materia de protección ambiental”, JA 1998I p. 296

⁵⁵ Para mayor abundamiento, se puede leer a María Gabriela ABALOS, “El municipio y su autonomía económica financiera en el derecho público provincial a veinte años de la reforma constitucional de 1994”, en Jorge Luis BASTONS (Director), *Derecho Municipal*, Tomo I, Ed. Abeledo- Perrot, Bs.As. 2016, pp.115-138.

⁵⁶ Víctor G. Hernández, “Municipio y Régimen jurídico ambiental” Rev. Del Foro de Cuyo To 34 –1999 Ed Dike pág. 43 y sgts.

- a) Emplazamiento de nuevos barrios o ampliación de los existentes.
- b) Emplazamiento de centros turísticos, deportivos, campamentos y balnearios.
- c) Cementerios convencionales y cementerios parques.
- d) Intervenciones edilicias, apertura de calles y remodelaciones viales.”

Numerosos municipios mendocinos han regulado sus procedimientos de Evaluación de impacto ambiental municipales, a través de diversas ordenanzas, que regulan específicamente el análisis de las obras, actividades y proyectos que puedan generar un impacto en el ambiente.

Mencionamos la Ordenanza 3396/99 de la Municipalidad de la Capital, la Ordenanza 125/99 de la Municipalidad de Las Heras, la Ordenanza 4584/00 de la Municipalidad de Godoy Cruz, la Ordenanza 3869/00 de la Municipalidad de Rivadavia, entre otras.

Estas normas hacen referencia a las disposiciones de la Ley N° 5961 y se coordinan con estas, y con sus normas reglamentarias, salvo aquellas actividades que, como ya mencionamos, por su naturaleza corresponde a la autoridad provincial, como los proyectos hidrocarburíferos (Anexo 1 punto 1 inc. 5) Ley N° 5961).

Ordenanzas que imponen prohibiciones o limitaciones a la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales

Diversos municipios de la Provincia de Mendoza han promulgado Ordenanzas que prohíben la actividad de exploración y/o explotación de hidrocarburos no convencionales dentro del ámbito territorial de los mismos.

Así, encontramos la Ordenanza 3934/13 de la Municipalidad de General Alvear, que prohíbe la actividad denominada fracking. Las Ordenanzas 1431/13 del Municipio de San Carlos, la Ordenanza 8/2013, del Municipio de Tupungato, y la Ordenanza 2917/18 del Municipio de Tunuyán.

No obstante la preocupación evidenciada por los municipio por la eventual afectación al ambiente que puede generar la actividad de explotación de hidrocarburos no convencionales, entendemos que no son órganos competentes para emitir este tipo de resoluciones ya que, como hemos desarrollados en acápite anteriores, la actividad se encuentra en jurisdicción de la provincia, esto es, tanto en lo que respecta a la regulación, como a la gestión y el contralor de la misma en el territorio de la Provincia de Mendoza.

Estas resoluciones, analizadas de manera genérica, invaden competencia provincial y violentan el principio de Supremacía Constitucional.

Organismos competentes

Dirección de Protección Ambiental

La Dirección de Protección Ambiental en la actualidad es el órgano competente en la vigilancia y control de actividades y obras vinculadas a la industria de los hidrocarburos.

El Artículo 2° del Dto. 248/2018 dispone como autoridad de aplicación de la presente reglamentación a la Secretaría de Ambiente y Ordenamiento Territorial, en los términos del Capítulo V de la Ley N° 5961, a través de la Dirección de Protección Ambiental (DPA) o el organismo público que la reemplace.

A los fines de cumplir con la instancia de control y vigilancia, el Artículo 19 del Decreto 248/2018 establece que *“La autoridad de aplicación podrá designar un organismo técnico para auditar en su totalidad o en parte el proceso de estimulación a través de fractura hidráulica en formaciones No Convencionales. Tal designación no excluye, ni disminuye las facultades de control de la autoridad de aplicación.”*

En tal sentido, la Dirección de Protección Ambiental se encuentra facultada para declarar áreas y radios mínimos de exclusión de la actividad hidrocarburífera no convencional en función de la existencia de centros urbanos, poblaciones, establecimientos industriales o agrícolas, áreas naturales protegidas o zonas de especiales condiciones ecológicas, cursos de agua, glaciares y zonas periglaciares o en aquellas en que actividades y recursos sean susceptibles de ser afectados negativamente por la misma. (Artículo 20 Decreto 248/2018)

La prescripción legal cumplimenta las exigencias de las normas anteriormente mencionadas.

Dirección de Hidrocarburos

La Dirección de Hidrocarburos depende de la Subsecretaría de Energía y Minería, la que se encuentra bajo la órbita del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía.

La Ley Provincial 7526 regula la actividad hidrocarburífera en la Provincia de Mendoza, y prevé que será el Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Economía, el que fijará la política hidrocarburífera de la Provincia siendo la Autoridad de Aplicación.

Es competente en el otorgamiento de los permisos de exploración y concesiones de explotación, almacenaje y transporte, prórrogas de plazos y autorización de cesiones. (Artículo 29 Ley N° 7526).

La ley prevé un mecanismo de vinculación interministerial, estableciendo que el Ministerio de Hacienda será la Autoridad de Aplicación a los efectos de la administración y custodia de todos los datos primarios de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos, la documentación técnica y la información estadística relacionada con las áreas y los yacimientos localizados en la Provincia, ejerciendo el control técnico, operativo, económico, financiero de la producción de petróleo y gas en las áreas concesionadas y permisionadas, en su caso. (Art. 30 Ley N° 7526).

Sin perjuicio de lo expuesto, el control del cumplimiento de la totalidad de las obligaciones que emerjan de los permisos de exploración corresponderá al Ministerio de Economía, a través de la Dirección de Hidrocarburos, quien realizará además el monitoreo de la racional explotación de los yacimientos y normas vinculadas a ello (Artículo 30 Ley N° 7526).

Finalmente, el Artículo 31 de Ley N° 7526, establece que compete al Poder Ejecutivo, en forma privativa, la decisión sobre las siguientes materias: a) Determinar las zonas de la Provincia en las cuales interese promover las actividades regidas por esta Ley. b) Estipular soluciones

arbitrales y designar árbitros. c) Anular o dejar sin efecto los concursos. d) Determinar las zonas vedadas al reconocimiento superficial. e) Fijar las compensaciones reconocidas a los propietarios superficiarios. f) Modificar el valor de los cánones de exploración, explotación y multas. g) Reglamentar aspectos concernientes a la producción, comercialización y distribución de hidrocarburos.

Departamento General de Irrigación

El Departamento General de Irrigación es un órgano extrapoder, descentralizado, con autonomía funcional y financiera, previsto en la Constitución de la Provincia de Mendoza en los Art. 186 a 196.

La consagración constitucional no hace más que reconocer la relevancia del problema de la escasez del recurso hídrico en la Provincia de Mendoza, procurando la existencia de un organismo técnico y especializado en la materia dispuesto a controlar el uso eficiente del agua.⁵⁷

El Decreto 248/2018 se hace eco de la preocupación por el agua, estableciendo una serie de disposiciones tendientes a su apropiado control.

Dispone que se realicen los controles de las medidas preventivas para preservar aguas superficiales y subterráneas a satisfacción de la autoridad competente en materia hídrica, es decir el Departamento General de Irrigación, en función de los resultados obtenidos en el estudio hidrogeológico previos al inicio de las actividades, para determinar las condiciones del agua antes, durante y una vez finalizado el proceso de fractura. (Artículo 9° Decreto 248/2018).

El agua de fractura deberá provenir preferentemente del agua de formación. (Art. 10 Dto. 248/2018)

Además prohíbe durante las etapas de perforación, explotación y terminación de pozos no convencionales, la utilización del agua subterránea con aptitud para satisfacer el abastecimiento a poblaciones y otros usos productivos. (Art. 11 Dto. 248/2018).

El permisionario, concesionario y/u operador tienen la obligación de presentar a la Dirección de Protección ambiental y al DGI los análisis físicos-químicos de las aguas de retorno (flowback), a efectos de que éstas tomen conocimiento de la cantidad y calidad de las mismas. (Artículo 13 Decreto 248/2018).

El agua proveniente de retorno (flowback), bajo ninguna condición podrá ser vertida sobre cuerpos de aguas superficiales, ni podrá ser almacenada previa y durante su tratamiento en receptáculos a cielo abierto. Asimismo queda prohibido su vertido en piletas naturales o artificiales de infiltración y/o evaporación, pozos absorbentes, cavados, perforados, sumideros

⁵⁷ “En el marco de un crecimiento demográfico explosivo y una creciente alteración del clima global (cambio climático), la oferta y la demanda hídrica han sufrido alteraciones dramáticas que nos llevan inexorablemente a pensar que si no se toman decisiones políticas de envergadura, la crisis puede tornarse irreversible...” Guillermo HERNÁNDEZ - Mauricio PINTO, en Miguel MATHUS ESCORIHUELA, (Dir.). *Derecho y administración de aguas*, Ed. Del Autor; Mendoza, 2007, p. 369.

o inyectores, cualquiera sea su profundidad, que de algún modo puedan estar vinculados o conectados a acuíferos libres o confinados y que sean susceptibles de contaminar o alterar la calidad de las aguas subterráneas, en consonancia con lo dispuesto por el Artículo 14 de la Resolución 778/96 del Honorable Tribunal Administrativo del DGI (Art. 14 Decreto 248/2018).

Por último, el permisionario, concesionario y/u operador propondrá un Plan de Monitoreo para controlar la calidad del recurso hídrico subterráneo. Se realizará una campaña de manera bimestral y los informes con los resultados analíticos serán presentados a la Dirección de Protección Ambiental, y al Departamento General de Irrigación, siendo este último el que deberá evaluarlos. (Artículo 16 Decreto 248/2018).

Pueblos Originarios

El art. 75 inc. 17 de la Constitución Nacional ha establecido la potestad del Congreso para reconocer la preexistencia étnica y cultural de los pueblos indígenas argentinos, y garantizar el respeto a su identidad y el derecho a una educación bilingüe e intercultural; reconocer la personería Jurídica de sus comunidades, y la posesión y propiedad comunitarias de las tierras que tradicionalmente ocupan; y regular la entrega de otras aptas y suficientes para el desarrollo humano; ninguna de ellas será enajenable, transmisible ni susceptible de gravámenes o embargos. Asegurar su participación en la gestión referida a sus recursos naturales y a los demás intereses que los afecten. Las provincias pueden ejercer concurrentemente estas atribuciones.

En materia de hidrocarburos, el Artículo 28 Decreto 248/2018, establece la obligación de implementar un procedimiento de consulta a las comunidades de pueblos originarios que pudieran ser afectadas por el proyecto, siempre y cuando la comunidad se encuentre debidamente registrada y reconocida por el Instituto Nacional de Asuntos Indígenas (INAI).

Cabe destacar como antecedente de relevancia, el procedimiento regulado mediante la Resolución 76/2018 de la Secretaría de Ambiente y Ordenamiento Territorial de la Provincia de Mendoza. A través de esta norma se inicia un proceso de consulta indígena en relación al Proyecto “aprovechamiento Multipropósito Portezuelo del Viento” y se convoca a las comunidades indígenas Rankil Ko, Buta Mallín y Malal Pincheira para acordar un plan de consulta, contemplando una etapa preliminar, una etapa de diálogo intercultural, etapa de evaluación interna, etapa decisorio y etapa de monitoreo.

La normativa analizada cumple con las disposiciones de la Comisión Interamericana de Derechos Humanos⁵⁸, la que se ha expedido sobre la obligación del Estado de asegurar la participación de la ciudadanía en instancias de decisión cuando se ponen en juego derechos de las personas.

⁵⁸ Sobre el control de convencionalidad se puede abundar en el cuidado trabajo de Horacio ROSATTI, *Derechos humanos en la jurisprudencia de la Corte Suprema de Justicia de la Nación (2003 – 2013)*, Ed. Rubinzal Culzoni, Santa Fe, 2013, p. 85. “La doctrina del control de convencionalidad, por la cual se propugna el deber de los jueces de todo estado parte de la Convención Americana de Derechos Humanos de controlar la compatibilidad de su ordenamiento jurídico interno con la Convención...”

Es un deber del Estado garantizar un espacio participativo, sobre todo cuando están en peligro derechos de pueblos originarios⁵⁹, o que hacen a características esenciales de la población virtualmente afectada por la actividad que impacta negativamente en el ambiente.⁶⁰

CAPÍTULO 3 - Aspectos técnicos

Historia de la Fractura Hidráulica

La caída inevitable en la producción de hidrocarburos en yacimientos maduros motivó siempre a los técnicos, empresas y gobiernos al desarrollo de técnicas innovativas para aumentar la producción y revertir esta caída, recuperación secundaria, terciaria, estimulación hidráulica y otras técnicas.

En 1947, en el campo gasífero de Hugonot, Kansas, la empresa Stanolind Oil lleva adelante la primera prueba experimental de una fractura hidráulica utilizando como fluido base una mezcla de gasolina y napalm y como medio soporte arena proveniente del río Arkansas.

El uso de la técnica de estimulación hidráulica de características similares a la actual se remonta al año 1949 en que la denominada "Stanolind Oil" utiliza por primera vez la fractura hidráulica para extraer gas natural en Grant County, Kansas. Los resultados fueron poco productivos.

Otras dos estimulaciones fueron llevadas adelante por la compañía Halliburton, en Stephens County, Oklahoma, y Archer County, Texas.

A partir de aquí, la utilización de la técnica tuvo un crecimiento exponencial. En 1950 fueron tratados 332 pozos y ya para 1955 era habitual fracturar una media de más de 3.000 pozos por mes en todo Estados Unidos. A modo de ejemplo, desde 1950 hasta 2010 se perforaron más de 2,5 millones de pozos en EEUU, de los cuales fueron fracturados alrededor de un millón.

⁵⁹ Se puede profundizar sobre un caso concreto en Pamela TOLOSA, "Comunidades indígenas, pluralismo jurídico y ambiente", en Néstor CAFFERATTA (Dir.), SUMMA AMBIENTAL, Tomo I, Ed. Abeledo Perrot, Buenos Aires, 2001, pp. 805-821

⁶⁰ Se puede profundizar en COMISIÓN INTERAMERICANA DE DERECHOS HUMANOS; DERECHOS DE LOS PUEBLOS INDÍGENAS Y TRIBALES SOBRE SUS TIERRAS ANCESTRALES Y RECURSOS NATURALES. NORMAS Y JURISPRUDENCIA DEL SISTEMA INTERAMERICANO DE DERECHOS HUMANOS; ORGANIZACIÓN DE LOS ESTADOS AMERICANOS; 30 de diciembre de 2009. Pág. 84. "Como parte del Estado de Derecho, las autoridades tienen el deber de implementar los estándares de protección medioambiental nacionales e internacionales que el Estado ha promulgado o aceptado; esta obligación positiva del Estado es parte de su obligación general de implementar y aplicar su propia legislación para proteger los derechos humanos de todas las personas...En sus informes de país, la CIDH ha celebrado algunos avances legislativos en el reconocimiento constitucional y el desarrollo legal del derecho a la consulta previa, en el proceso de monitoreo socioambiental de las actividades extractivas, y en el desarrollo sostenible de industrias tales como la de hidrocarburos. Al respecto, ha expresado que 'espera obtener información sobre los mecanismos de implementación de este marco legal y sobre sus resultados en la efectiva protección del derecho a la consulta previa'" Agregando la siguiente cita: CIDH, *Informe de Seguimiento – Acceso a la Justicia e Inclusión Social: El camino hacia el fortalecimiento de la Democracia en Bolivia*. Doc. OEA/Ser/L/V/II, 135, Doc, 40, 7 de agosto de 2009, párr. 160.

Los éxitos se sucedieron en la historia pero la industria necesitaba de una fuerte inversión para consolidar su know how y revertir la problemática energética que transitaba la economía estadounidense. Con la crisis del petróleo en 1973, la crisis hizo que Estados Unidos se decidiera a apostar a los yacimientos No Convencionales. En dicho contexto, el Departamento de Energía (DOE) se asoció con operadores privados y el Gas Research Institute para acelerar la producción No Convencionales.

Entre 1980 y 1990 la compañía Mitchell Energy & Development comenzó a experimentar con la fractura hidráulica en la formación de Barnett Shale en Texas y encontró la combinación adecuada para una extracción de gas rentable y sustentable.

En la Unión Soviética, el primer pozo de fracturación hidráulica se realizó en 1952. Otros países en Europa y el norte de África comenzaron a emplear técnicas de fracturación, incluyendo Noruega, Polonia, Checoslovaquia, Yugoslavia, Hungría, Austria, Francia, Italia, Bulgaria, Rumania, Turquía, Túnez y Argelia.

Si bien la estimulación hidráulica es una técnica muy antigua, la preocupación por la conservación del ambiente, que incluso se ha transformado en una disciplina de base científica en los últimos años, hoy exige que cualquier actividad que tenga riesgo de contaminación de acuíferos, emisión de contaminantes, uso de componentes químicos, gestión de los residuos peligrosos, etc., sea correctamente evaluada para determinar si la misma se encuadra dentro de los parámetros de riesgo admisibles para el lugar en donde se desarrollará. La estimulación hidráulica no es la excepción.

Un caso de contaminación de aguas se produjo en el estado de Wyoming, sobre el que la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA)⁶¹, agencia del gobierno federal de Estados Unidos encargada de proteger la salud humana y el medio ambiente: aire, agua y suelo, emitió un desarrollado informe que señala algunos aspectos a tener en cuenta al momento de aplicar esta técnica. Cabe destacar que en esa área la formación con hidrocarburos se encontraba a 372 m de profundidad, mientras que la base de los acuíferos se ubicaba a 244 m. Esta es quizás una de las principales diferencias con la formación Vaca Muerta en Argentina donde la roca generadora se encuentra a más de 2.000 metros de profundidad.

En la historia del desarrollo de esta técnica se han producido diversos efectos negativos, algunos porque en el pasado la técnica se aplicaba sin tener en cuenta ciertos aspectos ambientales que han tomado relevancia en los últimos años, otros por no respetar adecuadamente los protocolos definidos o por no hacer una adecuada evaluación de los aspectos geológicos que determinan la seguridad de la operación, por incumplir las recomendaciones existentes, o por accidentes de los que ninguna actividad está exenta, por lo que la utilización de la técnica genera auténtica preocupación y su uso requiere aplicar correctamente las normas que rigen la actividad y efectuar los controles que correspondan por parte de los organismos responsables.

⁶¹ El estudio se encargó en el año 2008, se realizaron perforaciones de estudio en el 2010 y los resultados se publicaron en 2012.

Otros efectos que deben ser considerados en cada caso se relacionan a la ocupación del territorio, posibilidades de inducción de sismos, impactos sobre otras actividades económicas y competencia por sus recursos, efectos sociales, etc., que son considerados en este estudio en los capítulos correspondientes a Aspectos Ambientales y Aspectos Socioeconómicos.

En Argentina el método de estimulación hidráulica se utiliza desde 1959. El primer pozo realizado con esta técnica lo realizó YPF, fue el pozo YPF NNG - 10 en el yacimiento Puesto López de la formación Sierras Blancas en la provincia de Neuquén.

Actualmente el uso de la técnica se ha expandido principalmente en Neuquén en la formación Vaca Muerta. A mediados de 2017 con más de 700 pozos estimulados, el aporte de Vaca Muerta es de casi el 8% de la producción de petróleo del país y del 3,5% en gas.

Recién en el 2018 se volcó a aplicar la técnica en Mendoza en el área Puesto Rojas de la formación Vaca Muerta.

Método de Estimulación Hidráulica

El método de Estimulación Hidráulica es un método de mejoramiento de la producción para pozos con baja o nula permeabilidad. Cabe aclarar que esta técnica es aplicada tanto en reservorios convencionales como no convencionales. Por ejemplo, en yacimientos convencionales de carbonatos, esta técnica es aplicada de igual forma, pero en vez de realizarse con agua se realiza utilizando ácidos.

El método consiste en que una vez perforado el pozo y verificada la existencia de hidrocarburos líquidos o gaseosos, se identifican las áreas productivas dentro del pozo. Una vez identificada y verificada, la formación se aísla con tubería sin costura (casing) y se cementa, lo que nos permite asegurar su estanqueidad y que la presión actuará solamente en la zona deseada.

Seguidamente se realiza el punzado en la tubería, de manera conectar el pozo y la formación. Hasta aquí el proceso es exactamente igual en un pozo perforado en un reservorio convencional o en uno no convencional.

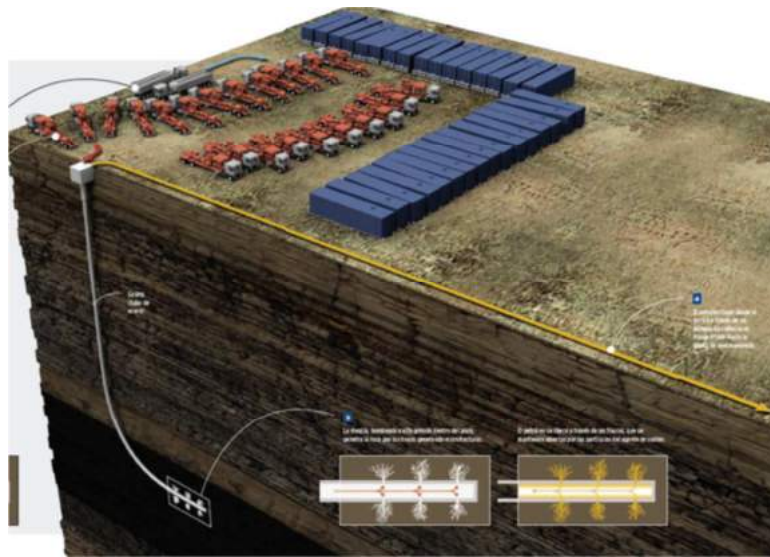
La operación de Fractura consta en los siguientes pasos:

1. Bajar un tapón aislante por debajo de la zona a fracturar.
2. Se inyecta el fluido de fractura, que normalmente es un 95 % agua limpia de sólidos, ya sea dulce o de formación, con un 4,5 % de material de sostén, que es arena y un 0,5% de aditivos, en un número de 8 a 12, a una presión muy alta para fracturar la roca de la formación. Las fisuras que se generan no tienen más de 2 milímetros de espesor y se mantienen abiertas gracias a la inclusión de la arena, caso contrario se cerrarían. La longitud horizontal de las fracturas es como máximo de 200 metros y las verticales de no más de 80 metros y se producen en la dirección de menor tensión por lo cual la propagación en el plano horizontal siempre es mucho mayor que el plano vertical. Teniendo en cuenta que las formaciones productivas de los no convencionales están por debajo de los 2.500 metros, no hay posibilidad que una fractura llegue a un acuífero de agua dulce, cuya profundidad máxima es de 300 metros en Mendoza. Por otro lado, los acuíferos de agua dulce están aislados con una triple tubería de acero y cementados entre ellos y la formación y se verifica la integridad del conjunto previo a

cualquier operación de fractura para garantizar la seguridad del mismo. Los aditivos involucrados son elementos que cumplen la función de darle viscosidad al agua, anticorrosivos, ruptores de gel, etc.; son aditivos comúnmente usados en la industria en general, no son secretos y cada uno de ellos debe proveer su hoja de seguridad que determina su composición, peligrosidad y forma de manejo. De acuerdo a los procedimientos, dicha información debe encontrarse disponible en su lugar de depósito.

3. Esta actividad se puede repetir en un mismo pozo, tantas veces como se crea necesario en función de la longitud del pozo dentro de la formación productiva, fundamentalmente en pozos horizontales, que pueden tener varios cientos de metros de exposición de la formación.
4. Una vez terminada la actividad, el pozo comienza a producir. En primer lugar sale parte del agua de fractura conocida como flowback, la cual es recuperada en superficie y enviada a un circuito estanco en donde se la trata, para ser recuperada para una próxima fractura. El flowback tiene una composición química muy similar al agua de formación que se extrae junto con el petróleo en una formación convencional. Se trata de un agua muy cargada de sales y puede contener también metales pesados por lo que su tratamiento es muy importante. En caso de no re-usarse, se le da el mismo tratamiento que al agua de formación y se reinyecta usando la misma técnica que se usa para ésta. Es importante destacar que el flowback de una operación de fractura hidráulica puede ser del orden de los 2.000 a 10,000 m³ y que en Mendoza se producen, tratan y disponen más de 140.000 m³ de agua de formación por día, por lo que el riesgo generado por esta operación es incluso menor al de la operación de un pozo convencional que en determinados casos produce petróleo con más del 90% de agua. Posteriormente se comienza a extraer el petróleo o el gas y el pozo inicia una etapa activa de producción, que se puede prolongar varios años.
5. Se destaca que la operación completa se hace de la forma denominada “locación seca”, donde tanto los productos químicos como el agua nunca tienen contacto con el suelo y sus procesos son monitoreados y registrados.

Estimulación Hidráulica



Fuente: YPF

Elementos utilizados - Agua

Hay tres aspectos importantes respecto al agua en la estimulación hidráulica:

- Uso del agua como fluido de fractura
- Tratamiento del agua de retorno o flowback
- Tratamiento de los acuíferos de agua dulce

Uso del agua como elemento de fractura

Comenzando por el uso de agua como fluido de fractura, podemos decir que la cantidad de agua necesaria es muy variable, depende de las características de la formación que se debe estimular, del tipo de pozo (horizontal o vertical) y del número de etapas de fractura.

La tendencia hoy es a hacer pozos horizontales en lugar de verticales, buscando que la superficie de contacto en la zona productiva sea mayor. Por esta misma razón, la sección lateral del pozo (sección horizontal) es mucho más extensa, y esa es la razón por lo que la cantidad de etapas de fractura pueden ser mayor a la de un pozo vertical.

Por ejemplo, para pozos de 3.000 metros de sección horizontal en los que se pueden realizar entre 20 y 40 etapas de fractura, el uso de agua, se ubica en el rango de los 30.000 m³ a 48.000 m³. Cabe destacar que la productividad de estos pozos equivale a la de varios pozos verticales.

Como regla general, se puede decir que en el caso del shale, se puede calcular entre 1.200 m³ y 1.500 m³ de agua por etapa de fractura. En el caso del tight, alrededor de 300 a 400 m³ de agua por etapa de fractura.

Como concepto general, podemos mencionar que el agua que se utiliza en el desarrollo de un

yacimiento no convencional es una fracción del uso total que se utiliza para fines agrícolas, industriales y recreativos.

En la Provincia de Mendoza el consumo de agua es el que se muestra a continuación (expresado en hectáreas con equivalencia superficial de la Provincia de Mendoza)

En la misma se puede observar que el mayor porcentaje de agua es usado en la provincia por el sector agrícola (93%), mientras que el menor porcentaje (0,9%) es usado industria en general incluyendo a la explotación petrolera.

Si consideramos que en nuestra provincia se continúa regando con la técnica a manto, lo cual insinúa una gran cantidad de agua, podemos decir que el agua utilizada para la industria del petróleo representa menos del 1% del agua que se utiliza para este tipo de riego.

Uso del agua en Mendoza

Cuencas	Agrícola (ha)	Poblacional (ha)	Recreativo (ha)	Arbolado Público (ha)	Industrial Petróleo (ha)	Totales (ha)	Porcentaje (%)
Mendoza	87.951	8.113	5.428	2.937	908	105.337	24,89
Tunuyan Sup.	53.667	313	234	490	10	54.714	12,93
Tunuyan Inf.	80.340	----	495	817	11	81.663	19,30
Diamante	69.073	652	1.879	634	2.010	74.248	17,55
Atuel	101.973	169	373	113	32	102.660	24,26
Malargüe	3.005	129	75	308	996	4513	1,07
Totales (ha)	396.009	9.376	8.484	5.299	3.967	423.135	100,00
Porcentaje (%)	93,59	2,22	2,00	1,25	0,94	100,00	

Fuente: Departamento General de Irrigación

Otro aspecto importante a destacar en el uso del agua es que el fluido de fractura se puede realizar con agua de producción adecuadamente tratada o con agua dulce. El uso de un tipo u otra depende de la disponibilidad de agua de formación, de equipos de tratamiento y cómo afecta el costo del agua de producción vs. el costo del agua dulce, siempre que esta esté disponible y debidamente autorizado su uso.

En el caso de utilizarse agua dulce, la provincia a través de la Departamento General de Irrigación deberá autorizar su uso e indicar de donde podrá extraerse el agua, es decir en Mendoza no está prohibido el uso pero si regulado por las Leyes 4035 y 4036. En el caso de la provincia de Neuquén la legislación solo permite extraer el agua de los cursos de agua superficial prohibiendo el uso de agua subterránea.

En nuestro país existen antecedentes del uso de agua de producción para estimulación hidráulica tanto en reservorios convencionales como no convencionales. En el caso de la Provincia de Mendoza, las etapas de fracturas realizadas por la empresa Phoenix (ex El Trébol) se realizaron con agua de formación, para lo cual se necesitó realizar un programa especial de fluidos para asegurar la correcta reacción entre el agua y los productos químicos utilizados.

Agua de retorno

En reservorios no convencionales del 20% al 40% del agua utilizada para fractura retorna a la superficie (flowback). Este fluido, además de los componentes de su formulación base, traerá consigo elementos que son parte de la formación misma y que se encuentran en las profundidades de fractura, aproximadamente de 2.000 a 3.500 metros. La calidad de este flowback difiere según la geología de cada región y el tipo de fluido de fractura diseñado.

Este fluido es tratado antes de disponerlo, ya sea en pozos de inyección aprobados para tal fin o para su re-uso en operaciones posteriores de fractura u otras aplicaciones. Una vez tratado este fluido, se obtendrán al menos tres fases (agua, crudo y sólidos) que serán tratadas nuevamente antes de su disposición final.

Tecnologías de Tratamiento del agua



Fuente: IAPG

La tecnología y la infraestructura necesarias para estos tratamientos dependerán de cada caso en particular, pero se cuenta ya con diferentes alternativas y hay desarrollos de tratamiento con productos y equipamientos nacionales de efectiva performance en nuestro país.

Una de las unidades usadas consiste en una planta de acondicionamiento autónoma, capaz de tratar hasta 350 m³/día del flowback generado en la fractura, dejándola en condiciones de ser re-utilizada. Contiene procesos de separación por flotación de alta eficiencia y un sistema de

filtración y pulido diseñado específicamente para este fluido y deshidratación de residuos semi-sólidos generados en el proceso.

Los sólidos suspendidos y el material orgánico son separados del flowback incorporando al equipo una combinación de productos químicos ecológicamente amigables. Una vez lograda la separación, el material semisólido es colectado y deshidratado. La corriente de agua limpia es bombeada fuera del sistema hacia una locación designada o se envía por camión a otra operación.

La composición del agua de flowback es muy similar a la composición del agua de formación y su tratamiento no representa mayores desafíos ni mayores riesgos ambientales. Es importante destacar que en Mendoza la producción de los yacimientos convencionales, fundamentalmente en la cuenca cuyana, tiene como característica que viene acompañada por una gran cantidad de agua, llegando a yacimientos en los que más del 95% de lo extraído es agua que una vez separa del petróleo debe tratarse y disponerse.

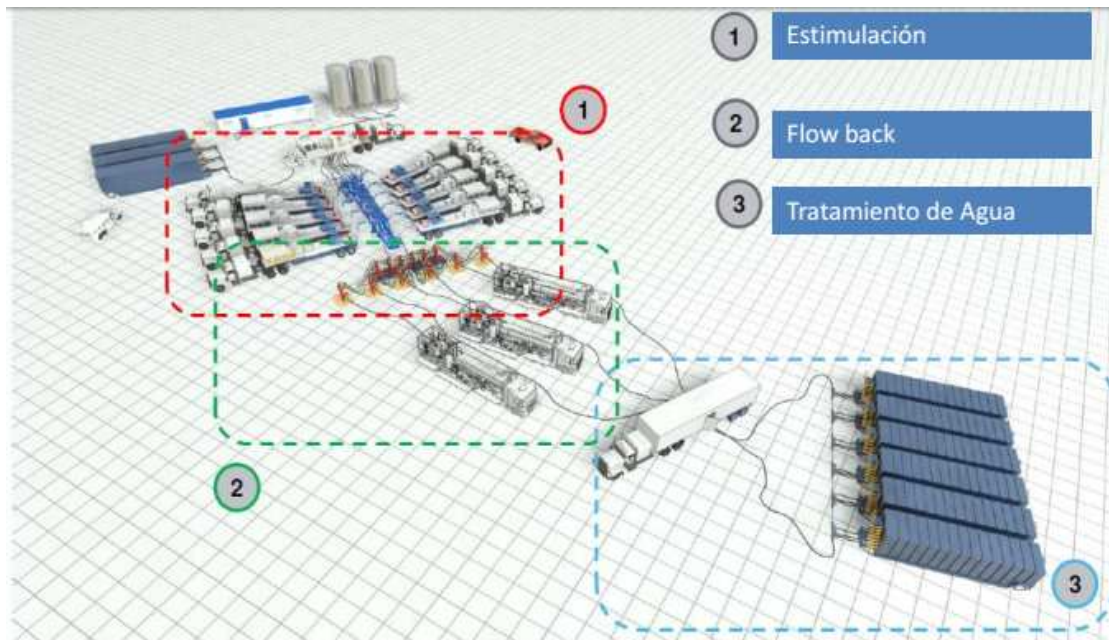
El tratamiento y disposición de esta agua es controlado y registrado. En Mendoza se extraen, tratan y disponen más de 140.000 m³ de agua por día por lo que el tratamiento del agua de flowback no presenta diferencias frente a la explotación convencional.

Producción de crudo y agua en la provincia de Mendoza

cuenca	producción petróleo (seca) [m3/día]	producción de agua [m3/día]	inyección de agua [m3/día]	inyección vs producción agua [m3/día]	% agua en bruta
CUYANA	3.942	92.113	92.135	22	96%
NEUQUINA	8.065	50.547	52.463	1.915	86%
TOTAL	12.006	142.660	144.597	1.937	92%

Fuente: Ministerio de Energía de la Nación

Instalaciones para el tratamiento del Agua de retorno



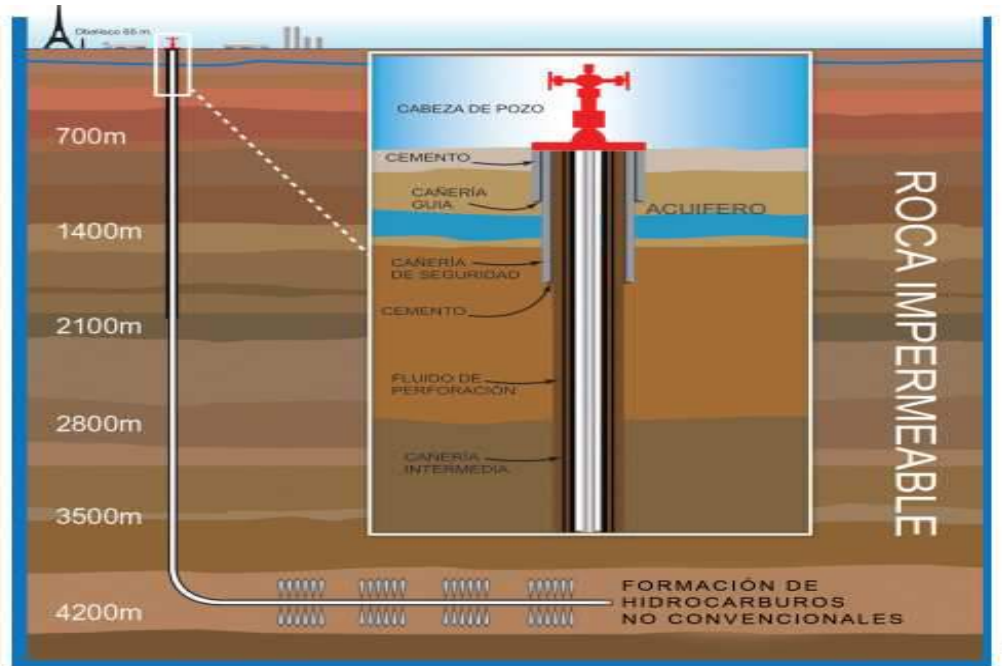
Fuente: FMC Technologies

Acuíferos de Agua dulce

Respecto a los acuíferos de agua dulce, en el caso de nuestro país, estos se encuentran generalmente a una profundidad entre 200 y 300 metros aproximadamente.

Al perforar cualquier pozo (no solo cuando se realiza estimulación), por medio de la sísmica realizada en la etapa de exploración y el uso de registros eléctricos, se determina la profundidad de los acuíferos. Al inicio de las tareas de perforación se atraviesa la zona del acuífero y se perforan unos 200 metros más por seguridad. Se retira la columna de perforación y el acuífero se aísla del resto del pozo bajando una tubería sin costura (denominada casing) y luego se cementa entre la tubería y el pozo, de esta manera el acuífero queda doblemente aislado.

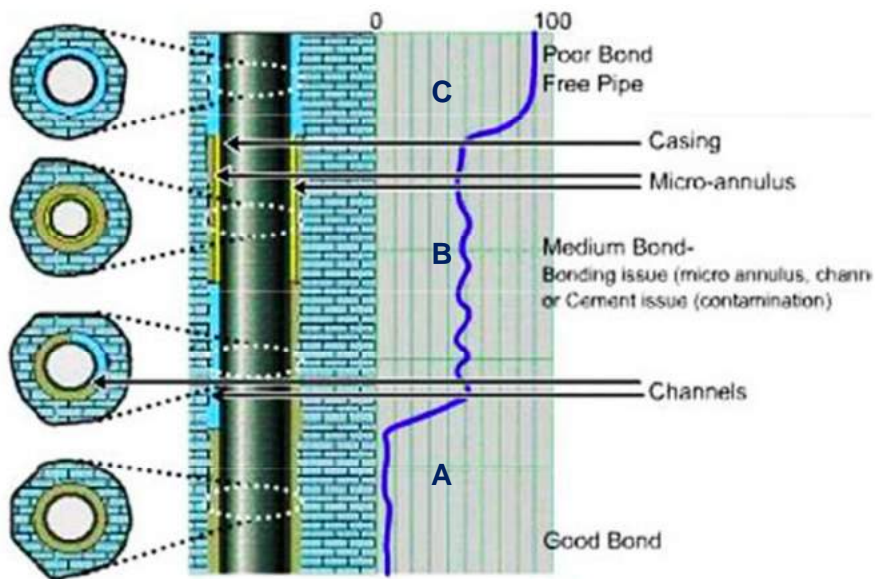
Aislación de los acuíferos



Fuente: IAPG

Una vez que el cemento ha fraguado, se corren registros eléctricos, tales como: Cement Bond Log (CBL) y el Variable Density Log (VDL). La combinación de ambos registros ha sido la herramienta primaria de evaluación de cementación durante muchos años para verificar la calidad y adherencia del cemento. En caso que la calidad y adherencia del cemento no sea la adecuada, se realizan trabajos de remediación ya que es necesario garantizar el perfecto aislamiento de la formación dado por la adherencia del cemento.

Cementación



Fuente: Petro-Wiki SPE

Como se muestra en la figura anterior el perfil de cementación mide amplitud de la onda que viaja a través del pozo hacia la formación, según la medición de esa amplitud podemos determinar si el cemento tiene buena adherencia (A), si existe canalizaciones (B) o si hay tubería libre (C).

En el caso de nuestro país, como se mencionó al principio, los acuíferos se encuentran a profundidades comprendidas entre 200 y 300 metros, mientras que las formaciones productivas a ser sometidas a estimulación hidráulica están entre 2.000 y 3.000 metros de profundidad, por esta razón el empleo de la fractura no puede afectar los acuíferos.

Elementos utilizados - Arena

El agente de sostén (frecuentemente llamado simplemente “arena”), tiene como función mantener abiertos los canales creados a través de la fractura hidráulica después que cesa la presión de bombeo.

La arena utilizada para esta actividad debe tener alta resistencia a la compresión, ya que debe ser capaz de resistir el estrés de la formación y evitar que se cierre la fisura.

Además de la resistencia a la compresión, el agente sostén debe tener otras características, como: redondez, esfericidad y diferentes granulometrías que proporcionaran una alta permeabilidad, ya que formarán un conducto eficiente que permita que los fluidos fluyan.

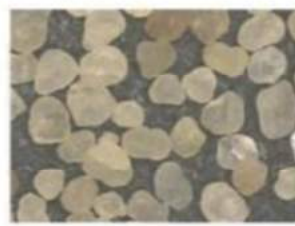
Las arenas utilizadas se clasifican en:

- Arenas Naturales
- Arenas resinadas
- Material sintético, tal como cerámicas

Tipos de arenas



Arena de sílice Ottawa



Arena de sílice Brown



Arena recubierta de resina



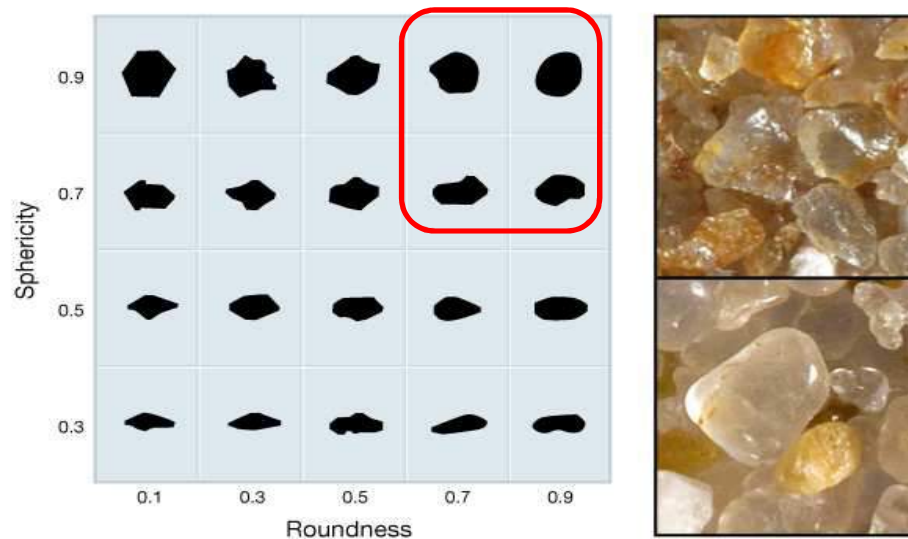
Apuntalante de densidad intermedia



Bauxita sintetizada

Fuente: API

Redondez vs esfericidad de las arenas



Fuente: API-RP19 C (ISO 13503-2)

La forma ideal del agente sostén es la que presente mayor redondez y esfericidad, la cual proporcionará mayor resistencia a la compresión y a la vez mayor porosidad y permeabilidad a los canales creados. Los materiales sintéticos (bauxitas o cerámicas) son los que más se aproximan a una esfera. Para las arenas es conveniente que se aplique la norma que las regula (redondez y esfericidad promedio mayor a 0,6) ya que, en caso contrario, la conductividad sería demasiado reducida.

La Norma API (American Petroleum Institute) API-RP-19C (equivalente a ISO 13503-2) determina los estándares de calidad que deben cumplir los agentes de sostén para ser aptos para el uso en fracturas hidráulicas. Esta norma da las diferentes especificaciones sobre resistencia a la compresión, resistencia a la corrosión (solubilidad), tamaño y formas de los granos.

Elementos utilizados - Aditivos químicos

El fluido de fractura debe ser compatible con el reservorio y lo suficientemente viscoso para crear y propagar la fractura y transportar el agente sostén dentro de la misma. Una vez que el tratamiento termina, la viscosidad debe decaer para promover una rápida y eficiente evacuación del fluido inyectado. Para el cumplimiento de estos requisitos, el fluido de fractura generalmente está compuesto por 95% de agua, 4,5% de arena y entre 8 y 12 aditivos químicos (0,5% restante).

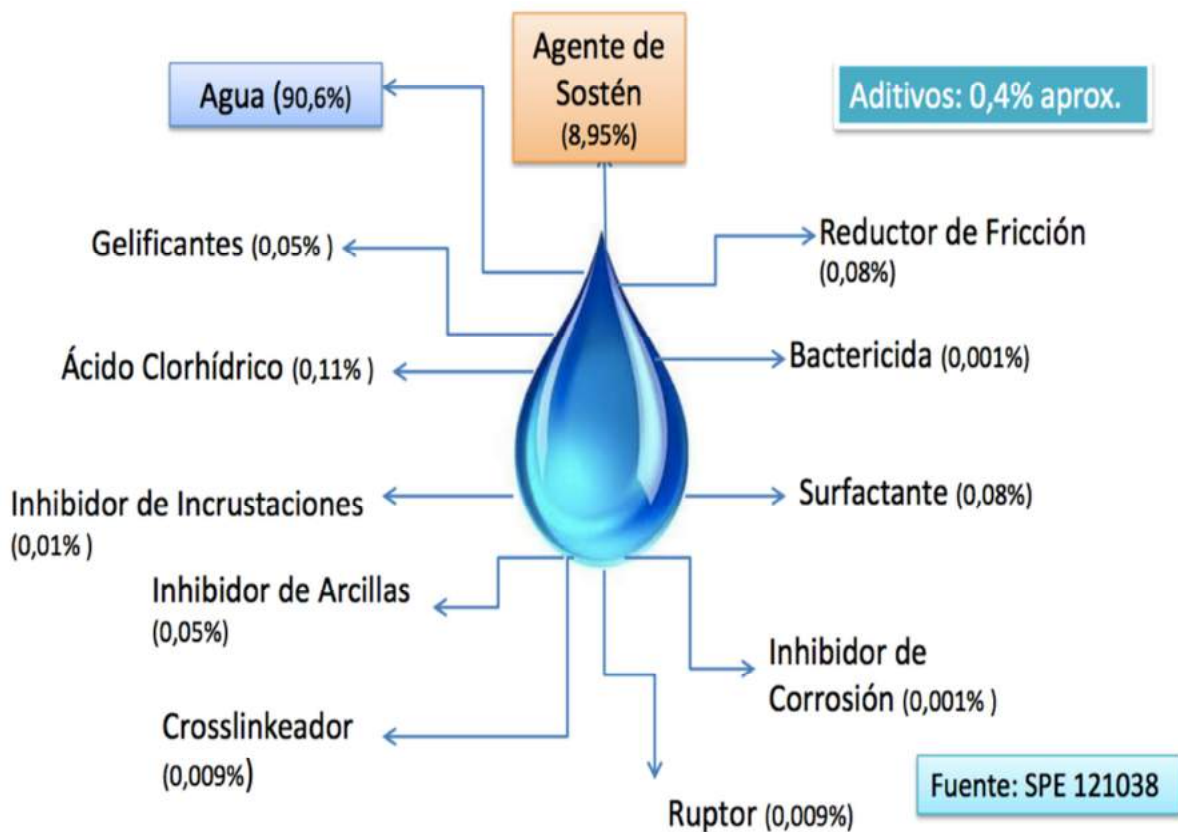
Estos aditivos químicos no son secretos, cada uno de ellos es transportado con sus correspondientes hojas de seguridad (MSDS- Material Safety Data Sheet) según proveedor y empresa de servicios, además estas últimas deben reportar los productos ante la autoridad de aplicación en forma mensual. Las hojas de seguridad poseen el nombre comercial del producto, su composición física y química, los peligros asociados, la clasificación según el

sistema globalmente armonizado (Resolución 801/2015) y los primeros auxilios necesarios en el caso que exista contacto con la piel o los ojos.

Las características de estos productos químicos pueden encontrarse en la base de datos de OSHA (Occupational Safety and Health Administration) <https://www.osha.gov/chemicaldata/>

Los productos químicos generalmente representan el 0,5 % del fluido de estimulación hidráulica, y de ese total, la mayor parte corresponde al ácido clorhídrico (presente en nuestro estómago para poder realizar la digestión y utilizado para desinfectar las piletas de natación). Otro porcentaje del fluido de fractura está compuesto por un polímero natural, llamado goma guar (el cual se usa como gelificante), presente en helados, mousses, golosinas y cosméticos. Y el resto de los aditivos constan de bactericidas, ruptores de gel, inhibidores de arcilla, surfactantes, etc.

Composición de un fluido de fractura típico



Fuente: adaptación de la SPE 121038 - *Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs*



MSDS – Hoja de Seguridad Goma Guar

MATERIAL SAFETY DATA SHEET

(USA)

(Complies with USA OSHA 29 CFR 1910.1200 and ANSI Z 400.1)

Version: 3

Revision date: 15 April 2010

1. IDENTIFICATION OF THE SUBSTANCE/PREPARATION AND THE COMPANY/UNDERTAKING

Product Code: J580
Product Name: Water Gelling Agent J580
Company Identification: Schlumberger Technology Corporation
 110 Schlumberger Drive
 Sugar Land, Texas 77478, USA
 Telephone: 1-281-285-7873
Emergency Telephone Number: USA: +1-281-595-3518 (24hr)

2. HAZARDS IDENTIFICATION

EMERGENCY OVERVIEW

Main physical hazards: No classified physical hazards.
Main health hazards: Respirable dust. Inhalation of dust may cause shortness of breath, tightness of the chest, a sore throat and cough. May cause mechanical irritation to eyes.
Other Information: Suspended dust may present a dust explosion hazard. Contaminated surfaces will be extremely slippery when wet.
Precautions: Avoid dust formation. Keep away from open flames, hot surfaces and sources of ignition. Do not breathe dust.
HMIS classification: Health: 0 Flammability: 1 Physical hazard: 0

Form: Powder **Color:** Light yellow **Odor:** Mild

Principle routes of exposure:
 Inhalation. Eye contact. Skin contact.

3. COMPOSITION/INFORMATION ON INGREDIENTS

Component	CAS-No	Weight %- Range
Carbohydrate polymer	Proprietary	60-100

4. FIRST AID MEASURES

Eye contact: Rinse with plenty of water. Seek medical attention if irritation occurs.
Skin contact: Wash off with soap and water.
Ingestion: Rinse mouth. Obtain medical attention. Never give anything by mouth to an unconscious person.
Inhalation: Move to fresh air. Consult a physician if necessary.

Fuente: OSHA - (Occupational Safety and Health Administration)
<https://www.osha.gov/chemicaldata/>

La siguiente es una lista de productos químicos generalmente usados en el fluido de fractura. Se puede observar la función que tienen los mismos en la industria y en el hogar y la concentración con la que se encuentran en el fluido de fractura.

Tipo de Sustancia función en el hogar y en la Industria

Tipo de sustancia	Función en la Industria	Función en el hogar	Concentración en el hogar	Concentración en el fluido de fractura
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control microbiano	Desinfectante, agente blanqueador, tratamiento del agua. Uso médico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano	Desinfectante. Producto utilizado para esterilizar equipamiento médico y odontológico		0,01%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Preparación de alimentos, jabones, detergentes, blanqueadores dentales	0,1% a 5%	0,04% a 0,08%
Ácido clorhídrico (ácido muriático) (33%)	Disolver carbonatos, bajar el pH	Para destapar cañerías. Presente en el estómago		0,33%
Carbonato de sodio (natrón)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Limpiadores, lavavajillas, pasta de dientes, acuarios, cuidado del cabello	0,5% a 85%	0,0% a 0,025% (Muy raramente utilizado)
Bicarbonato de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura	Polvo leudante, limpiadores, pasta de dientes, polvo de bebés, acuarios	1% a 100%	0,0% a 0,006% (Muy raramente utilizado)
Ácido acético (vinagre)	Estabilizador de hierro para la mezcla de ácido clorhídrico	Preparación de comidas, productos de limpieza	1% a 5%	0,003%
Cloruro de potasio	Control de la expansión de arcillas	Sal de mesa dietética, uso médico, suplemento para mascotas	0,5% a 40%	0,0% a 0,91%
Goma guar	Gelificante (polímero)	Cosméticos, productos homeados, helado, dulces, sustituto de trigo	0,5% a 20%	0,0% a 0,25%
Sales de Borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura	Cosméticos, spray para cabello, antiséptico, detergentes	0,1% a 5%	0,0% a 0,001%
Enzima hemi celulósica	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Aditivo de vinos, pasta de soja, procesos industriales de alimentos, aditivo de alimentos de granja	0,1% a 25%	0,0% a 0,0005%
Enzimas	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	Detergentes, jabones para ropa, removedores de manchas, limpiadores, café instantáneo	Aprox. 0,1%	0,0% a 0,0005%
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones superficiales y interfaciales	Detergentes, lavavajillas, champoo, gel de duchas	0,5% a 2,0%	0,02%
Silica (arena)	Agente de sostén	Vidrio, limpiadores en polvo, artículos de artística	1% a 100%	4,0% a 6,0%
Resina acrílica	Agente de sostén (recubrimiento de granos de agente de sostén)	Desinfectante, colorante, empaque de alimentos	<0,01% a 2%	0,0% a 0,002% (no se usa siempre)

Fuente: IAPG

El IAPG publica en la página web <http://quimicos.shaleenargentina.org.ar/sdq/pageshome.jsf>, el historial de pozos que han recibido estimulación hidráulica. Si bien la página se encuentra en permanente actualización, se muestra a continuación y sólo a modo de ejemplo, un pozo perforado en Rincón de la Ceniza, provincia de Neuquén.

Ficha típica de pozo con fracturación hidráulica

PARA SABER
POZO
POR POZO

Ficha de pozo

Detalle

Fecha de fracturación	28/07/2017
Provincia	NEUQUÉN
Campo	RINCON LA CENIZA
Pozo	TAU.Nq.RCza-20(h)
Operadora	TOTAL AUSTRAL S.A.
Tipo de pozo	Gasífero
Cuenca	NEUQUINA
Yacimiento	RINCON LA CENIZA
Subtipo de recurso	SHALE

Expandir Mapa

Fuente: Shale en Argentina - IAPG –
<http://quimicos.shaleenargentina.org.ar/sdq/pages/home.jsf#>

Se muestra para cada pozo la fecha de fracturación, datos del pozo, operadora, etc. Entrando al documento señalado en el icono pdf, se muestran los componentes químicos utilizados con sus datos específicos.

Planillas típicas de componentes químicos en pozos con fracturación hidráulica

PLANILLA DE INFORMACIÓN DE COMPONENTES QUÍMICOS EN FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA



Fecha Fractura	28/07/2017	CANTIDADES TOTALES DE FLUIDO	
Provincia	Neuquén	Vol Acid pad (m3)	200,86
Área	Rincón de las Cenizas	Vol Slickwater (m3)	22.738,73
Nombre y N° de Pozo	TAU.Nq.RCza-20(h)	Vol Gel/Xlink (m3)	2.931,01
Operador	Total	Vol total (m3)	30.282,91
Contratista	Calfrac	Profundidad Vertical Real TVD (m)	3.123,42

El nombre del aditivo, la función, el proveedor y su concentración se presentan en la primera tabla. Los ingredientes de los aditivos y su concentraciones promedio en el Vol. Total del fluido de estimulación se informan en la segunda tabla.

Unidades de concentración:
kg/m3 = kg soluto /m3 solución
L/m3 = lts soluto /m3 solución
%m/v= %masa/Vol = (Kg soluto/Lts Solución)*100

ADITIVOS					
Función	Nombre Comercial	Concentración máx. del aditivo en fluido de estimulación	Unidad	Proveedor	Comentarios
Slurry	LGG / ARF-999	6,30000	L/m3	Calfrac	
Reductor de Fricción	ARF-FR1	0,80000	L/m3	Calfrac	
Surfactante	ARA-SF1	1,00000	L/m3	Calfrac	
Inhibidor de arcillas	ARF-915	1,00000	L/m3	Calfrac	
Buffer Alcalino	ARF-BF6	2,50000	L/m3	Calfrac	
Crosslinker	ARF-112	0,70000	L/m3	Calfrac	
Delay Crosslinker	ARF-133	1,50000	L/m3	Calfrac	
Ruptor Oxidante	ARF-986	1,00000	Kg/m3	Calfrac	Se dosifica solo en el desplazamiento
Ruptor Encapsulado	DWP-975	1,00000	Kg/m3	Calfrac	
Bactericida	ARF-933	0,03800	L/m3	Calfrac	Se dosifica en las piletas
Control de hierro	ARA-102	35,00000	Kg/m3	Calfrac	Utilizado para el Ácido
Inhibidor de corrosión	ARA-111	8,00000	L/m3	Calfrac	Utilizado para el Ácido

PLANILLA DE INFORMACIÓN DE COMPONENTES QUÍMICOS
EN FLUIDOS DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA



INGREDIENTES				
Sustancia	Concentración en fluido de estimulación (%m/v)	Chemical Abstract Service Number (CAS #)	Proveedor	Comentarios
Solvente ecológico	3,1250 %	Mezcla	Calfrac	ARF-999
Goma Guar	2,8125 %	9000-30-0	Calfrac	ARF-999
Poliacrilamida	0,3200 %	9003-05-8	Calfrac	ARF-FR1
Alcoholes	0,2250 %	No disponible	Calfrac	ARA-SF1
Metanol	0,1000 %	67-56-1	Calfrac	ARA-SF1
Surfactantes no iónicos	0,2000 %	No disponible.	Calfrac	ARA-SF1
Agua	0,0040 %	7732-18-5	Calfrac	ARF-915
Cloruro de Tetrametilamonio	0,0050 %	75-57-0	Calfrac	ARF-915
Sales e hidróxidos alcalinos	0,7500 %	No disponible	Calfrac	ARF-BF6
Aminas	1,1550 %	No disponible	Calfrac	ARF-112
Sales de borato	0,8400 %	No disponible	Calfrac	ARF-112
Ácido peroxidisulfúrico, sal de amonio (1:2)	1,0000 %	7727-54-0	Calfrac	ARF-986
Ácido peroxidisulfúrico, sal de amonio (1:2)	0,8800 %	7727-54-0	Calfrac	DWP-975
Pentanodial	0,0002 %	111-30-8	Calfrac	ARF-933
Mezcla patentada	2,0000 %	No disponible	Calfrac	ARA-111
2-propano	2,0000 %	67-63-0	Calfrac	ARA-111
Ácido 2-hidroxi-1,2,3-propanoicarboxílico	0,0150 %	77-92-9	Calfrac	ARA-102
Destilados de petróleo	1,3500 %	64742-47-8	Calfrac	ARF-133
Agua	83,218%		TOTAL	

Fuente: Shale en Argentina - IAPG -

<http://quimicos.shaleenargentina.org.ar/sdq/pages/home.jsf#>

A nivel internacional, la página web <http://fracfocus.org/> muestra registros de los químicos utilizados en fracturación hidráulica en los EEUU. A la fecha de elaboración de este informe, se detallan datos de 127.781 pozos, junto con otra información general sobre el método de fracturación hidráulica, protección de las napas freáticas, químicos, regulaciones y otros datos de interés.

Instrumentos de control del proceso/protocolos

Las Normas API definen los estándares y las mejores prácticas para los procesos de estimulación hidráulica entre las cuales se pueden mencionar:

- Guidance HF1: Operaciones de fractura Hidráulica, construcción de pozo e Integridad
- Guidance HF2: Manejo del agua
- Guidance HF3: Prácticas para mitigar los impactos asociados a la fractura Hidráulica
- STD 65-2: Aislamiento de las zonas potenciales de influjo
- RP 51R: Protección ambiental para las operaciones de producción de petróleo y gas

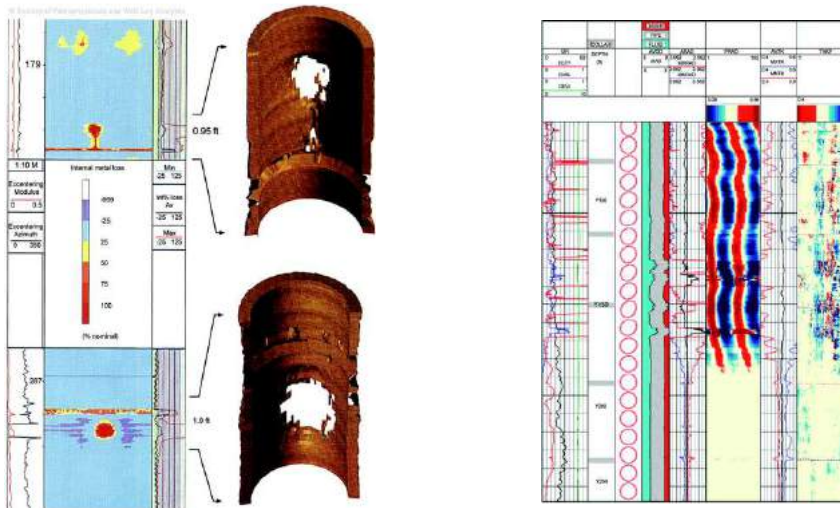
Estas recomendaciones y normas pueden encontrarse en la siguiente sección de los estándares API: <http://www.api.org/oil-and-natural-gas/energy-primers/hydraulic-fracturing>

En la Guidance HF1 está estipulado como deben aislarse los acuíferos, como prevenir la comunicación entre fluidos de producción y otras formaciones con o sin fluidos. Los sistemas de monitoreo regulares en los procesos de perforación, fractura y producción para asegurar

que estas operaciones procedan dentro de los parámetros establecidos y acorde con el diseño, plan del pozo y los requerimientos permitidos.

El pozo debe ser periódicamente testado para asegurar que la integridad se mantenga. Esto último se logra corriendo perfiles eléctricos de adherencia del cemento (CBL - descriptos anteriormente) y un perfil eléctrico de corrosión del casing para monitorear la integridad del mismo.

Perfil de Inspección de Casing



Fuente: SPWLA (Soc. of Petrophysicists and Well Log Analysts)

Los organismos competentes son responsables por hacer cumplir las normas que regulan tanto esta técnica como como cualquier práctica dentro de la industria de Hidrocarburos.

El Decreto Nº 248/18 tiene por objeto la adecuación de las normas ambientales con competencia en materia de Evaluación de Impacto Ambiental. A partir del decreto reglamentario las empresas deberán completar el procedimiento de evaluación de impacto ambiental, dispuesto en los Decretos Nº 437/93, 691/95 y 170/08, debiendo presentar un apartado especial con datos tales como:

- Datos de los pozos (características, formación, acuíferos, esquema, locaciones múltiples)
- Datos de la integridad de los pozos existentes (corrosión, hermeticidad, cementación)
- Datos del proceso de fractura (ensayos de presión, intercomunicación, cantidades)
- Datos del Recurso Hídrico a utilizar (origen, permisos, almacenamiento)
- Datos de los aditivos a utilizar en la estimulación (análisis, declaración jurada)
- Datos del Agua de Retorno (análisis, almacenamiento, tratamiento)
- Datos de sismicidad (estudios de riesgos, fallas)
- Medidas de prevención y mitigación (cuidado del suelo, agua y aire)
- Medidas de control (plan de monitoreo)

El Decreto establece condiciones de control y requerimientos que se deberán cumplimentar a fin de obtener la autorización del procedimiento y que se realizarán controles antes durante y después de la fractura de aire agua y suelo.

Sismicidad

La sismicidad generada por los procesos descriptos en yacimientos no convencionales, desde los punzados de las formaciones hasta las fracturas hidráulicas, no tienen diferencia a la que se generarían en los mismos procesos de los Yacimientos convencionales, que se vienen realizando desde 1959 y nunca han tenido ninguna referencia social a la misma, en los miles de pozos de los yacimientos en nuestro país.

Por otro lado y teniendo en cuenta la energía utilizada para estos procesos, no hay posibilidad de ser percibidos en superficie por lo que en la escala de Richter, que mide la percepción humana a la sismicidad, estos tendría una medición de 0 (cero).

Los que las empresas miden en los pozos y a la profundidad de operación, es la micro sismicidad, con instrumentos especiales, para poder tener la certeza de la orientación de las fisuras generadas por la fractura hidráulica.

Comparación de la formación de Vaca Muerta con otros shales relevantes de Estados Unidos⁶²

A continuación, se transcriben las conclusiones del informe que se cita como referencia.

“La caracterización de los reservorios no convencionales es compleja ya que se deben analizar múltiples factores: geológicos, mineralógicos, petrofísicos, geomecánicos, geoquímicos, etc. Cuanto mayor sea el detalle de este conocimiento, más rápido se alcanzará un mejor entendimiento sobre las relaciones entre la roca-matriz-fluido. La búsqueda de formaciones shale análogas a la Formación Vaca Muerta es una manera de comparar diferentes 8 factores importantes para la evaluación de un reservorio no convencional, con el fin de estimar el “potencial” de la unidad en estudio. A su vez, permite recurrir a flujos de trabajo ya utilizados, acortando la propia curva de aprendizaje. En función de lo discutido en el presente trabajo, no existe entre los shales de EEUU, un análogo (propriadamente dicho) a la Fm. Vaca Muerta. En algunos casos, se advierten similitudes con respecto a algunos parámetros importantes, como sucede con Eagle Ford que presenta una madurez térmica y mineralogía similares, o como sucede con Haynesville que muestra gradientes de presión tan altos como los de Vaca Muerta. Tal vez, la principal diferencia radica en el gran espesor útil que presenta el play Vaca Muerta. Los shales de EEUU, con espesores útiles menores, necesitan de pozos horizontales para lograr un mayor volumen de roca estimulable y de esta manera obtener producciones comerciales. En cambio en Vaca Muerta, la delineación de este play se basó en pozos verticales debido a las buenas producciones obtenidas. En la Tabla a continuación se resumen algunos de los parámetros (edad, extensión areal, profundidad, gradiente de presión, porosidad, espesor, tipo de querógeno, madurez térmica, COT, mineralogía) comparados entre shales importantes de EEUU y la Fm. Vaca Muerta. Se advierte que la Fm. Vaca Muerta presenta una mayor variación en los rangos de la mayoría de las propiedades con respecto a los shales de EEUU. Esto estaría relacionado a la heterogeneidad que presenta la unidad tanto vertical como lateral a lo largo

⁶² Texto extraído literalmente del informe: Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. Andres Askenazi, Pedro Biscayart, Matías Cáneva, Soledad Montenegro y Marcos Moreno, YPF S.A. Copyright 2013, Society of Petroleum Engineers

de toda la cuenca. El gran desafío es lograr una detallada caracterización geológica con el fin de delimitar las zonas de interés en la Fm. Vaca Muerta, optimizar las técnicas de estimulación y adecuar planes de desarrollo acordes a la magnitud y heterogeneidad de este play.”

Shale Play	Barnett	Marcellus	Fayetteville	Haynesville	Woodford	Lewis	Eagle Ford	Vaca Muerta
Edad (Ma)	320	410	330	150	370	85	95	140
Extensión Areal (km ²)	13.000	250.000	23.000	23.000	28.900	26.000	5.000	30.000
Profundidad (km)	2,0 - 2,6	1,2 - 2,6	0,3 - 2,1	3,2 - 4,2	1,8 - 3,4	0,9 - 1,8	1,2 - 4,2	2,0 - 3,5
Gradiente de Presión (psi/ft)	0,43 - 0,44	0,15 - 0,40		>0,9		0,2 - 0,25	0,6	0,6 - 1,1
Porosidad (%)	4,0 - 5,0	10,0 - 11,0	2,0 - 8,0	8,0 - 9,0	3,0 - 9,0	3,0 - 6,0	4,0 - 15	4,0 - 12,0
Espesor (metros)	60 - 90	30 - 120	30 - 210	60 - 90	90 - 300	150 - 580	20 - 150	30 - 550
Espesor Útil (metros)	15 - 60	15 - 60	15 - 60	61	35 - 67	61 - 92	25 - 100	50 - 350
Tipo Kerogeno	II	II - III	II - III	III	II	II - III	II	II
Madurez Térmica (% Ro)	0,5 - 1,5	0,5 - 2,0	1,0 - 3,0	0,94 - 2,62	0,5 - 3,0	1,7 - 1,9	0,5 - 2,2	0,5 - 2,6
COT (%)	3,0 - 6,0	3,0 - 12	4,0 - 9,8	4,0 - 10	0,6 - 1,0	0,45 - 2,5	4,5 - 5,5	2,0 - 12,0

CAPÍTULO 4 – ASPECTOS AMBIENTALES

Bases para la gestión ambiental de la actividad

Variables ambientales y territoriales a considerar en los Estudios de Impacto Ambiental

Los hidrocarburos convencionales y los no convencionales son exactamente el mismo gas y el mismo petróleo. Lo que cambia es el tipo de reservorio en el que se encuentran y, por lo tanto, existen algunas diferencias en las técnicas de extracción (IAPG; 2015). La extracción de hidrocarburos convencionales y no convencionales tiene muchos puntos en común, y sólo difieren en que los segundos requieren, sí o sí, estimulación hidráulica, más allá de que hoy prácticamente en todos los pozos, convencionales o no, se practica dicha operación (IAPG; 2018). Las tecnologías de perforación y terminación de pozos que se usan para uno y otro tipo de reservorios son las mismas.

A continuación, se describen los factores ambientales considerados más relevantes al momento de considerar técnicas extractivas, como en este caso, y las particularidades de la técnica de extracción del petróleo en cuanto a su potencial incidencia en el entorno en donde se inserta, así como las necesidades de abordaje específico de la Evaluación del Impacto Ambiental y Territorial.

Recurso Agua

El recurso agua necesario para esta actividad representa uno de los aspectos más críticos y necesarios de gestionar adecuadamente por el valor y escasez que adquieren en Mendoza.

Para este análisis, dentro del proceso extractivo, se han determinado momentos críticos que necesitan de estimaciones y controles específicos a fin de evitar o mantener su afectación dentro de los parámetros ambientalmente aceptables.

Cantidad y fuentes de agua a utilizar

La producción de hidrocarburos no convencionales requiere del uso de mayor cantidad de agua, comparada con el sistema tradicional o convencional (López Anadón, E; 2015). Sin embargo, los volúmenes totales de agua para fractura hidráulica son menores en relación a otros usos del agua, particularmente la agricultura (Viscidi, L y Bailey, J; 2016). En Mendoza, al igual que en otras zonas áridas, en donde el recurso hídrico es limitante para el desarrollo, este aspecto toma una dimensión de mayor preocupación y relevancia.

Según el IAPG; 2013, aunque el agua necesaria para operaciones de perforación y fractura pueda representar un volumen menor en relación con otras exigencias, las extracciones asociadas con desarrollos a gran escala y realizados durante muchos años, pueden tener un impacto acumulativo en cuencas hidrográficas o en aguas subterráneas. Este impacto acumulativo potencial puede reducirse al mínimo o evitarse, trabajando junto con las agencias locales de recursos hídricos (Departamento General de Irrigación en Mendoza) para desarrollar

un plan que especifique cuándo y dónde efectuar las extracciones, en concordancia con la Autoridad Ambiental provincial.

Para este tipo de actividad, la cantidad de agua necesaria dependerá del tipo de pozo y de la formación a estimular. Por ejemplo, hoy, un pozo vertical no convencional típico requiere de hasta 6.500 m³, cifra que asciende hasta 37.500 m³ en el caso de los horizontales con 25 etapas. Esta cantidad se utiliza, en general, por única vez en la historia de cada pozo (López Anadón, E; 2015). En Mendoza el valor está comprendido entre 18.000 y 22.500 m³ para 15 etapas de fracturación.

La industria experimenta constantemente nuevos desarrollos en búsqueda de reducir las cantidades de agua dulce como, por ejemplo la estimulación hidráulica con el agua que se extrae junto con los hidrocarburos de las formaciones convencionales (agua de purga o formación).

O, más recientemente, el reuso para nuevas etapas de estimulación hidráulica. En la Provincia de Mendoza se hace uso de agua de formación en zonas de yacimiento en donde este efluente es accesible para su uso en fracturación. En pozos aislados, la práctica más común es el uso de agua dulce. Sin embargo, la Autoridad de Aplicación puede exigir, el traslado de agua de formación desde otras locaciones, previos estudios de compatibilidad, agotando de esta forma todas las instancias de aplicar el reuso y no la extracción de agua dulce (Art.3 Res 249/18 del DGI).

Es importante mencionar que el reuso del agua salina de la misma formación que se está estimulando no afecta la calidad del hidrocarburo extraído. Otros efluentes, incluso el agua de purga de otras formaciones, pueden generar dificultades técnicas. Es por esta razón que se deben hacer estudios de compatibilidad y tratamientos que podrían no ser económicamente viables.

El IAPG; 2012 en la práctica recomendada “Operación reservorios no convencionales” señala que se debe considerar el uso de agua de fuentes alternativas en la medida que sea técnicamente viable y razonable (aguas subterráneas salinas, de efluentes industriales o de desagües de servicios cercanos). Asimismo señala la necesidad para proyectos futuros de maximizar los esfuerzos por reciclar / reutilizar el agua recuperada.

Otras opciones que se están considerando donde hay escasez de agua, como es el caso de China, incluyen la fractura hidráulica sin utilizar agua. Estas alternativas conducen a utilizar gels, gas CO₂, y espumas de gas nitrógeno (ANI; 2013). Pioneer Natural Resources en su operación en la cuenca Permian, utiliza aguas servidas de las ciudades cercanas Odessa y Midland, como fuente de suministro para todas sus operaciones. De este modo, eliminó la totalidad del consumo de agua dulce (Prieto, D y Puentes, S; 2016).

En cuanto a la reglamentación de las fuentes de agua para estimulación hidráulica de hidrocarburos de reservorios no convencionales, las normativas de las Provincias de Neuquén y Chubut han establecido limitaciones. Sólo se puede utilizar agua de cursos superficiales (ríos y lagos) y está prohibido el abastecimiento mediante acuíferos subterráneos de agua dulce (López Anadón, E; 2015). Mendoza, establece en el Dec. 248/18 Art. 7, que cualquier proyecto debe obtener el permiso del Departamento General de Irrigación (DGI), especificando que para nuevas áreas el DGI evaluará la sustentabilidad hídrica para extraer agua superficial para

ser utilizada como agua de fractura y que la autorización de extracción quedará sujeta a la disponibilidad del recurso, siempre que no afecte derechos adquiridos de terceros. En el Art. 10 del Decreto citado, se establece que el agua de fractura, para el caso de yacimientos en producción, deberá provenir preferentemente del agua de formación. Asimismo, en el Art. 11 prohíbe durante las etapas de perforación, explotación y terminación de pozos no convencionales, la utilización del agua subterránea con aptitud para satisfacer el abastecimiento a poblaciones y otros usos productivos. La Res 249/18 del DGI en su Art 3 señala que en caso demostrarse la no disponibilidad de agua de formación se evaluará la posibilidad de provisión de aguas al proyecto según la disponibilidad hídrica de cada cuenca.

El Proyecto de Ley de Presupuestos Mínimos (Senado de la Nación Argentina 2013) para la explotación de hidrocarburos no convencionales en su art. 10 señala que: “La autoridad competente elaborará un ranking de preferencia en el uso del agua para la actividad hidrocarburífera no convencional, que deberá ser refrendado en todos los permisos de exploración y contratos de concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales.

Dicho ranking incluirá el uso de aguas residuales de otras instalaciones industriales o del uso humano, las de retorno debidamente tratadas según la normativa específica, en caso de ser ello técnicamente posible, seguidas en caso de carencia o imposibilidad de uso de las anteriores de fuentes de aguas de mejores condiciones de potabilización”.

Ante todo lo expuesto, es necesario incluir en la normativa provincial mayores opciones en cuanto a preferencias en el origen del agua para este tipo de actividad, de modo de promover la implementación de fuentes alternativas de agua o, la minimización del uso de agua dulce, diversificando las fuentes y el tratamiento y reuso de los efluentes, ya sea propios de la actividad hidrocarburífera como de otro tipo. De esta manera, los proyectos a evaluar a través de los EIA (Estudios de Impacto Ambiental) debieran justificar técnicamente, como última alternativa, el uso exclusivo o en parte de agua dulce. Asimismo, el establecimiento de mecanismos para restringir y hasta prohibir los caudales de agua dulce a utilizar en tiempos o áreas de poca disponibilidad de agua, particularmente en áreas con recursos de agua subterránea limitados o en disminución. Para esto, el balance hídrico actualizado en cada cuenca es una herramienta de gestión de recurso y de prevención de conflictos socio ambientales. Otra herramienta es la planificación de las extracciones según los cambios estacionales de los caudales para captar agua en períodos de abundancia. También utilizar las diferencias en los caudales, según las estaciones, permitiría planificar las extracciones y evitar las posibles consecuencias sobre los suministros de agua potable municipales o en las comunidades implicadas (F. R. Spellman, 2013b en Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016).

Contaminación del recurso hídrico

Como aspecto positivo en cuanto a probabilidad de riesgo, se menciona que la mayoría de las rocas generadoras de hidrocarburos comienza a ser explotable a partir de los 1.500 metros bajo la superficie (en el sur de Mendoza) y los acuíferos de agua dulce se encuentran a menos de 300 metros por debajo de la superficie, separados de las formaciones generadoras de hidrocarburos por numerosas formaciones impermeables. El petróleo presente en Vaca Muerta Mendoza, podría resultar algo más denso que en Neuquén y, por lo tanto, más difícil de mover. Sin embargo, las zonas ubicadas al oeste del frente de la llamada “faja de plegamiento” tendrían la ventaja de ya estar muy fracturadas naturalmente, facilitando la

obtención del crudo (IAPG; 2018). Sin embargo, es necesario entender algunos mecanismos que pueden derivar en procesos de contaminación en caso de no ser correctamente implementados. A continuación se describen los potenciales riesgos y sus medidas preventivas.

Preservación de la calidad de agua subterránea a través de la estructura del pozo

Durante la etapa de perforación y terminación del pozo, un motivo de preocupación frecuente es que, en los primeros metros, el pozo puede atravesar napas freáticas para continuar su camino hasta miles de metros de profundidad.

A medida que avanza la perforación, el pozo es encamisado con tubería de aceros especiales, que luego son cementadas a las paredes del pozo para asegurar su hermeticidad y, de esa manera, aislarlo de las capas que fueron atravesadas, al tiempo que también las formaciones son aisladas unas de otras. Así, las fuentes de agua subterránea quedan protegidas y se evitaría cualquier tipo de contaminación (López Anadón, E; 2015). Esto constituye una práctica muy consolidada, tanto en convencionales como en no convencionales. Una vez terminado el encamisado y fraguado el cemento, se corren por dentro de la tubería unos perfiles que permiten visualizar si hay alguna falla de hermeticidad en el pozo. De haberla, es reparada.

Cobra relevancia declarar, en los Estudios Ambientales, las características de la integridad de los pozos en caso de que sean existentes que garanticen la no afectación de las napas al reconvertir el pozo (Art.7 Decreto 248/18) y luego en el Plan de Control y Vigilancia Ambiental (PVCA) que debe presentar la empresa en los correspondientes EIA, establecer protocolos de diagnóstico inicial, acerca de la calidad y la adherencia del cemento tanto a las formaciones que atraviesa como a la tubería (CBL - Cement Bold Logs o perfil calidad cemento y/o pruebas de presión). Por otro lado, la vigilancia posterior para verificar la integridad de los pozos a lo largo de su uso, puntualmente tras episodio sísmico y previo a su abandono.

En este sentido, se considera que el CBL y las pruebas de presión deben ser una exigencia de la Autoridad Ambiental, y no una decisión empresarial. La reciente normativa aplicable a hidrocarburos no convencionales, solicita acertadamente los estudios técnicos necesarios para garantizar la integridad de los pozos, estado de la cementación, perfil de corrosión, prueba de hermeticidad del casing, evaluación de la corrosión del casing y prueba de integridad (Art. 7 Dec 248/18). La Autoridad de Aguas, adicionalmente señala que en caso de no ser presentados en los estudios de impacto ambiental previos, se afrontará por parte de la Superintendencia el costo de su realización, debiendo luego repetirlo la empresa operadora. Adicionalmente, se aclara que podrán ser requeridos periódicamente conforme coordine el DGI con la Autoridad Ambiental (Art. 5 Res 249/18). Es recomendable que esta periodicidad incluya la verificación la integridad de los pozos a lo largo de su uso con una periodicidad de acuerdo a la antigüedad del pozo y puntualmente tras episodio sísmico y previo a su abandono.

Adicionalmente, el DGI ha incluido como requisito que todos los acuíferos a proteger deben ser perforados con lodos a base de agua, que la cementación de los acuíferos aptos se extenderá por encima del techo y base del acuífero y que será evaluada mediante perfilaje CBL y VDL (adherencia tubería – cemento – formación), además de evaluar periódicamente el estado de corrosión de la tubería y cementación de dicha zona de interés.

Conexión vertical entre la formación productiva y los acuíferos de agua dulce

Se advierte preocupación por el riesgo de que las fracturas se propaguen desde formaciones de esquisto para llegar hasta los acuíferos. La evidencia disponible, indica que: “el riesgo de que esas fracturas se propaguen desde formaciones para llegar hasta acuíferos localizados algunos kilómetros más arriba es muy reducido en Vaca Muerta. Mecanismos geológicos limitan las distancias en las que las fracturas pueden propagarse verticalmente” (ANI; 2013). Las muy raras excepciones en las que el agua subterránea se vio afectada fueron debido a instalaciones defectuosas del encamisado protector, no a las fisuras en la roca generadora producidas por la estimulación hidráulica. Estas situaciones se resolvieron de inmediato, sin ningún impacto significativo (López Anadón, E; 2015).

Tal y como puede ocurrir en pozos convencionales, si la integridad del pozo falla es posible que los fluidos migren del interior del pozo hacia los acuíferos o hacia la superficie. Sin perjuicio de ello, en caso de estos accidentes siempre es posible su remediación minimizando el impacto (López Anadón, E; 2015) aplicando las correcciones técnicas correspondientes.

Si bien en el sur provincial, en la formación Vaca Muerta, las distancias verticales que separan los acuíferos de agua dulce y la formación impiden este mecanismo de migración de fluidos inyectados, se debe considerar que a menor distancia vertical es mayor la probabilidad de afectación de acuíferos, según US. EPA; 2016. Por lo que, no está demás solicitar en los Estudios Ambientales previos, una estimación de la probabilidad del riesgo de propagación de fracturas artificiales, para cada pozo a perforar o áreas de concesión. El área de influencia de afectación ambiental debiera ser estimada dependiendo de la extensión vertical y horizontal del área de fractura. Esto se justifica porque en un futuro pueden volverse reservas otras formaciones con diferentes profundidades a la actualmente identificada como explotable.

En los Estudios Ambientales de las áreas a explotar, deben presentarse conclusiones acerca del posible comportamiento de las diferentes formaciones geológicas en el área de influencia, tanto la estimulada como las formaciones atravesadas. Las conclusiones de este análisis debieran incluir la posibilidad de intercomunicación con pozos adyacentes (solicitado por el Art. 7 Dec. 248/18) los cuáles pueden presentar diferentes estados de integridad. Es de relevancia presentar a la Autoridad de Aplicación, el mapa estructural en el área de influencia de los pozos. Adicionalmente, la identificación de fracturas naturales que pudieran interaccionar.

Es necesario exigir a las empresas extractivas un Sistema de Vigilancia Ambiental del comportamiento geológico, así como medidas de actuación ante umbrales de alerta detectados. En la actualidad, la microsísmica pasiva es cada vez más utilizada por la industria para controlar la extensión lateral de las fracturas. Los operadores tienen interés en hacer un seguimiento lo más detallado posible del proceso de estimulación, para que las fracturas se propaguen de manera controlada y que no se extiendan más allá de la formación de interés (Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016).

Finalmente, es recomendable que la Autoridad Ambiental provincial establezca límites en cuanto a distancias verticales⁶³ entre acuíferos de agua dulce y formaciones a estimular hidráulicamente a fin de que ante distancias verticales menores a las normadas, la explotación mediante esta técnica directamente no se autorice. Por otro lado, a fin de asegurar la correcta aislación de los reservorios de agua que atraviesa la perforación, defina qué normas deben aplicarse en relación al encamisado y cementación de los pozos y el aseguramiento de su cumplimiento.

Contaminación por existencia en el subsuelo de fluidos de fracturación no recuperados

Adicionalmente al riesgo de conexión a través del pozo mal cementado, se advierte el riesgo de que los fluidos de fracturación entren en contacto con acuíferos o aguas superficiales a través de fracturas generadas durante las operaciones.

La producción reduce la presión interna de la formación, y el diferencial de presión negativa hace que el fluido discurra hacia el interior de aquella y no hacia afuera. Aunque exista la posibilidad de volver a presurizar la formación, las fracturas creadas durante la fase operativa tienden a cerrarse poco a poco, lo que reduce la posibilidad de que se conviertan en una vía de escape de los fluidos de fracturación. En cualquier caso, y como ya se ha mencionado, la distancia de separación de 600 metros o más de roca entre la formación y cualquier acuífero, mantiene una barrera permanente entre los dos sistemas (Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016). Además, algunas sustancias químicas utilizadas en los fluidos de fracturación serán absorbidas por las rocas (por ejemplo, los agentes tenso activos y los reductores de fricción) y otras se biodegradarán in situ (por ejemplo, la goma guar empleada en los geles). En las mediciones de shale gas a profundidades elevadas, el volumen de roca entre la formación de producción y las aguas subterráneas es notablemente mayor que el volumen de fluido de fracturación utilizado (AEA, 2012 en Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016).

En este sentido, como se menciona en el punto anterior, la exigencia de implementación de procedimientos para controlar la extensión de las fracturas así como la definición por parte de la Autoridad Ambiental de distancias verticales son herramientas preventivas de relevancia para el control del riesgo.

Afectación del recurso hídrico superficial y subterráneo por tareas realizadas en superficie

Las causas más probables de la posible contaminación ambiental corresponden a pozos defectuosos y a fugas y derrames asociados con las operaciones de superficie. Ninguna de estas causas es exclusiva de la explotación de hidrocarburos no convencionales, todas ellas son comunes a todas las tecnologías utilizadas para la perforación y operación posterior de los pozos de petróleo y gas convencionales (ANI; 2013).

Con respecto al manejo de fluidos en superficie, se hace notar que todos los fluidos que se utilizan o producen en superficie durante el proceso de perforación, deben ser manejados de

⁶³ Estudios señalan que probabilidad de conexión es remota cuando existe una separación de más de 600 metros de distancia vertical entre el nivel de agua potable y la zona productiva. Ahora bien, cuando no se respeta dicha distancia, los riesgos son mayores (AEA, 2012; IEA, 2012 en: Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016). Esto debiera ser adaptado a la geología de las diferentes áreas a concesionar en la Provincia de Mendoza.

forma tal que no contaminen el recurso hídrico superficial (lagos, arroyos, ríos, cauces temporales). La forma de almacenar los fluidos es un elemento crítico en la prevención de la contaminación de acuíferos someros y emisiones atmosféricas. Instalar adecuadamente una tubería de revestimiento, realizar un diseño y una construcción adecuada de las instalaciones en superficie, son medidas de prevención ante descargas accidentales o no intencionadas fuera del emplazamiento.

Es importante que los Estudios Ambientales previos detallen las medidas preventivas en el almacenamiento y manipulación de fluidos en superficie, en lo que hoy se denomina “locaciones secas”. Es decir, la forma en que todos los fluidos utilizados en las instalaciones del pozo quedarán dentro de tanques sellados, para ser tratados, reciclados o eliminados con la constante premisa de evitar derrames, al igual que lo que se hace con los sólidos y recortes de perforación. Adicionalmente, se deben indicar las tareas de mantenimiento preventivo de instalaciones que garanticen la integridad ante potenciales fallas. Esto es una práctica habitual tanto en petróleo convencional como en el no convencional.

Suelo y territorio

Para el análisis de esta variable ambiental, debe considerarse el corto tiempo de vida de los pozos no convencionales. En este tipo de yacimientos es necesario que no disminuya significativamente la perforación de pozos para mantener la producción en el corto y largo plazo, aun cuando los pozos nuevos, por diseño o por naturaleza de las zonas incorporadas a la producción, sean más productivos. A nivel de territorio local, esto se traduce en un uso extensivo del territorio, pasando de un sector a otro hasta que se agota el yacimiento.

A nivel país y hasta regional, al existir una gran cantidad de depósitos de roca madre distribuidos por todo el territorio, se promueve una actividad que puede durar décadas antes de agotarse.

La estimulación hidráulica supone una actuación muy intensa sobre el subsuelo y con un carácter muy extensivo en superficie. El área del pozo que se prepara consiste en una cuadrícula de perforación que tiene unos 200 x 200 m de superficie, sin embargo, el uso del suelo aumenta si se considera la ocupación indirecta que incluye red de caminos e instalaciones anexas, además de la fragmentación del territorio. Si se contabiliza sólo un acceso, una instalación o una única plataforma la cifra obtenida podría resultar despreciable, pero al hablar de cientos de instalaciones extendidas por la localidad su cuantificación es mayor.

Hay que considerar además que para la extracción de petróleo en forma no convencional actualmente se realizan hasta 8 pozos por locación, comparado con un pozo por locación como se realizaba con las técnicas de perforación tradicionales.

Este aspecto resulta de relevancia para los estudios de nuevas áreas petroleras si se tiene en cuenta que la tasas de declinación de un pozo no convencional son mayores que un pozo convencional y que la única forma de mantener la curva de producción es perforando más pozos con sus respectivas tareas de estimulación.

Los Estudios Ambientales debieran relacionarse con los Planes de Ordenamiento Territorial concurrentes en el área evaluada, así como la determinación de áreas y radios mínimos de exclusión de la actividad hidrocarburífera no convencional en función de la existencia de centros urbanos, poblaciones, establecimientos industriales o agrícolas, áreas naturales protegidas o zonas de especiales condiciones ecológicas, cursos de agua, glaciares y zonas periglaciares o en aquellas en que actividades y recursos sean susceptibles de ser afectados negativamente por la misma, tal como se menciona en el Art. 20 del Dec, 248/18 y específicamente en relación al recurso hídrico en el Art. 7 de la Res 249/18 “distancias mínimas, reservas y vedas”. La planificación territorial de áreas de exclusión indicada en el Decreto mencionado y en la legislación relacionada al Ordenamiento Territorial y Usos del Suelo de Mendoza, debe ser de implementación urgente, evitando que su delimitación surja a partir del conflicto en vez de la planificación.

Desde las empresas, tanto el diseño del proyecto como la definición de los Planes de Control y Vigilancia Ambiental deben plantear una buena distribución de los emplazamientos teniendo como objetivo la reducción en la repercusión sobre el terreno, dado que se necesitaría construir menos caminos, tuberías y otras infraestructuras. Asimismo, podría ser un buen medio para evitar o minimizar las molestias que pudieran sufrir las áreas residenciales o los ecosistemas colindantes (Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016).

A la hora de seleccionar un emplazamiento, los pozos de fracturación hidráulica deberían ubicarse, por tanto, cerca de carreteras, derechos de paso y gasoductos, siempre que sea posible. Además, se deberían escoger emplazamientos en los que se altere lo menos posible la superficie del terreno, evitando, por ejemplo, aquellos lugares que requieran trabajos de excavación y relleno (API, 2011 en Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016). Además de los beneficios obvios para el medio ambiente, unos requerimientos de construcción y transporte menores, reducirían los costes de instalación del pozo y de restauración del emplazamiento (Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016).

Asimismo, es de relevancia el abordaje de la mitigación de la fragmentación del entorno, planteando que el diseño de áreas petroleras incluya medidas de compensación (ej.: estrategias de conservación en otros sitios) y de mitigación (conservación de corredores biológicos, pasafaunas, entre otros). Todo esto adicionalmente a lo comúnmente aplicado en restauración de locaciones. Esta medida reduce la ocupación de terreno de forma prolongada o permanente, de tal manera que pueda ser utilizado para otros fines (por ejemplo, para la agricultura o como hábitats de fauna y flora). Tan pronto como sea posible, se procederá a retirar el equipo temporal, y a restaurar y restituir las áreas de acceso.

Poblaciones y asentamientos humanos

La incorporación en el análisis de las situaciones poblacionales resulta relevante debido a que ciertas actividades tienen un impacto sobre las mismas, sus actividades, estilos de vida y calidad ambiental en general. En este caso, se describen las que se consideran más sensibles y necesarias de un abordaje mayor y más profundo, sin dejar de lado otras variables relacionadas a este aspecto.

Afectación de infraestructura pública existente

La logística (servicios y disponibilidad de equipos y materiales) asociada a la perforación y estimulación hidráulica de pozos de hidrocarburos no convencionales, representa un desafío a abordar por los Planes de Control y Vigilancia Ambiental. Este aspecto, en general tiene influencia regional ya que los traslados resultan ser interprovinciales (ej.; arena sílicea que se traslada desde Gaiman, Chubut y materiales desde el Puerto de Bahía Blanca) y, por ende, intermunicipales.

Se requiere no sólo el movimiento de material para la construcción de pozos desde las fábricas y/o puertos hasta las instalaciones, sino que también se requiere de la movilización de insumos y equipos para la realización de la estimulación hidráulica. Se estima que un pozo con 15 etapas de fractura requiere de 500 viajes de transporte de agua (en ausencia de un acueducto o de fuentes de agua cercana), 150 viajes de transporte de agente de sostén, 30 piletas transportables de 80 m³ y aproximadamente 20 camiones de equipos de bombeo para fractura hidráulica. Adicionalmente, una vez realizada la estimulación se requiere la gestión adecuada del fluido de retorno y del agua de producción (transporte, almacenamiento, tratamiento y disposición final). ARPEL; 2016.

Localidades que no se ven favorecidas directamente por los beneficios de la actividad pueden ver afectada su infraestructura, especialmente la vial. Por lo que este aspecto, debiera analizarse previamente en los Estudios Ambientales, principalmente de proyectos a gran escala y en localidades no petroleras que pudieran estar en el área de influencia del proyecto.

Aumento de población flotante

Christopherson, S y Rightor, N (2011) destacan que, en el centro de los desafíos sociales y económicos que enfrentan las comunidades donde se produce el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales, se sitúa el rápido aumento de la población flotante en el lugar de producción⁶⁴.

En las localidades en donde se instala la actividad, se genera una amplia demanda de infraestructura, nuevos servicios o un incremento en sus niveles, de capacidad administrativa, de dotación de personal y de equipamiento y de la experiencia externa. Estas demandas, pueden no corresponder con el flujo de los ingresos fiscales procedentes de los hidrocarburos no convencionales. Además, los gastos incurridos pueden no ser justificables si se tiene en cuenta que la demanda está dada por una población flotante que se traslada de un territorio a otro, de acuerdo a la planificación de las perforaciones, con el riesgo de invertir en infraestructura potencialmente ociosa en el mediano plazo.

Un caso emblemático, es el relacionado a la afluencia de población flotante atraída por proyectos a gran escala, la que genera la necesidad de que el gobierno local amplíe su planta

⁶⁴ Por cada equipo instalado durante la etapa de perforación, se requiere, en promedio, de unas 200 personas. Esta dotación está compuesta por unos 80 empleos directos y unos 120 indirectos (Kullock, D (Coord) et al., 2015 en Fernández, N; 2018). A este número se le adicionan 60 empleos inducidos por equipo (Martínez Guarino, R; et al; 2014 en Fernández, N; 2018).

urbana y su dotación de infraestructuras en muy poco tiempo para absorber dicho aumento de población (ej.: Añelo, Neuquén). Especialmente, son necesarias acciones oportunas destinadas a afrontar el déficit habitacional. En caso de no gestionarse este aspecto, estudios señalan que se generan procesos de urbanización de terrenos agrícolas o expuestos a riesgos. Sumado a la falta de suelo urbano, el mercado de suelo local está distorsionado, con valores exorbitantes, debido a los altos ingresos de los empleados de la industria petrolera generando una fuerte dificultad de acceso a soluciones habitacionales a la población permanente que no ejerce actividades vinculadas a la industria hidrocarburífera.

Una vez concluido el período de extracción por agotamiento del pozo, se retiran los equipos. En aquellas localidades que implican un movimiento de equipos y dotación a más de una hora de distancia hacia otras áreas a replicar el ciclo, el impacto laboral demográfico en el área original se reduce drásticamente. Esto representa un alerta clave para la gestión, ya que se darán dos fenómenos sobre los territorios afectados por el shale: (i) una súbita y rápida presión demográfica inicial y (ii) una caída de empleo a nivel local y migración a una nueva área cuando comienza a saturarse la perforación de la primera (Kullock, D (Coord) et al. 2015), provocando mayor presión sobre territorios no preparados a donde se trasladen, y el vaciamiento de localidades que invirtieron y adaptaron su infraestructura, equipamiento y servicio (IEyS) a la población flotante (Fernández, N; 2018).

Todos estos aspectos superan el alcance de los Estudios de Evaluación de Impacto Ambiental, debido a que los impactos que pueden ser identificados y evaluados en los mismos, no pueden ser abordados desde lo metodológico, ya que las situaciones generadas requieren de la intervención estatal que planifique y gestione adecuadamente el territorio.

Cambios en la estructura territorial

Principalmente en localidades en donde previamente esta actividad no se ha desarrollado, se provoca un cambio fundamental en el territorio en forma repentina e inducido por la nueva actividad extractiva. Estos cambios, si no se orientan a partir de Planes de Gobierno pueden derivar la eliminación o debilitamiento de aspectos básicos de la estructura territorial existente, pero sin llegar a propiciar una reconstrucción o creación de una nueva estructura ya que la actividad tiene movilidad en el territorio.

El desarrollo de la industria del shale tendrá un mayor impacto en las industrias más relacionadas al sector (impacto económico indirecto), tendiendo a especializar el territorio y atentando contra la diversificación de actividades no relacionadas al petróleo, tanto preexistentes o potenciales, debido a los altos costos de los salarios, la tierra, la vivienda y las materias primas de la zona con los que deben competir.

El fuerte incremento poblacional y de traslados que producirá la nueva etapa de explotación petrolífera va a originar transformaciones importantes que, o bien pueden agravar los desequilibrios mencionados y afectar tanto a la calidad de vida de la población como al propio desarrollo de las actividades o, cuidadosamente programados, puede dar lugar a una nueva estructura territorial, más robusta en cuanto a sus componentes y más equilibrada en cuanto al conjunto de todos ellos (Kullock, D y Pierro, N; 2014).

Conflictos socio ambientales

La mayoría de las controversias sociales generadas por la exploración y el desarrollo de hidrocarburos no convencionales con relación a la estimulación hidráulica se deben en gran medida a la falta de información y a la divulgación sobre aspectos particulares del desarrollo de este recurso. Sin embargo, la opinión pública es muy importante en este proceso por lo que es sustancial que la información sobre la estimulación hidráulica provenga no sólo de la industria sino también de organizaciones independientes y sean diseminadas por entidades gubernamentales para obtener el consentimiento de la sociedad (CEPAL, 2015 en ARPEL; 2016), o sea la licencia social.

El proceso comunicacional debe formar parte íntegra tanto de la etapa de evaluación de impacto como de la gestión socio-ambiental en todo el ciclo de vida del proyecto con el fin de crear un clima más propicio para las inversiones y el desarrollo de proyectos que beneficien a las comunidades establecidas en el área de influencia directa e indirecta de los mismos (ARPEL; 2016).

En la Provincia de Mendoza, los conflictos ya se han instalado polarizando a la sociedad en dos sectores, los que defienden la actividad por ser motor de desarrollo y, los que temen daños a la integridad del recurso hídrico, tanto en calidad como en disponibilidad para actividades preexistentes, como la agricultura; así como de los ecosistemas que puedan verse afectados.

Principalmente se advierte desconocimiento de las reales implicancias ambientales de la actividad y, un descreimiento acerca de la capacidad del Estado para controlar el accionar de las empresas, así como la capacidad de garantizar la disponibilidad de recurso hídrico para otros usos.

Favorece este planteo la insuficiente comunicación acerca del plan de gobierno relacionado al horizonte de desarrollo de la actividad. No se comunica la existencia de un plan, sino que se centra la expectativa en la propuesta privada en cuanto a pozos a reconvertir, nuevos pozos a perforar y sectores.

En este sentido, resulta indispensable la adecuada comunicación de los horizontes de desarrollo, mecanismos de control a implementar, no sólo Estudios de Impactos Ambiental, sino monitoreos, cuerpo de inspectores, áreas de exclusión y caudales disponibles para el desarrollo de todo lo planificado poniendo énfasis en la no afectación de derechos de agua de terceros ya adquiridos. Se considera que la normativa ambiental recientemente sancionada (Dec. Provincial 248 en marzo de 2018 y Res 249 del DGI en Junio de 2018) contribuye a despejar situaciones de conflicto, pero no es lo único que debe implementarse.

Pueblos originarios

Un tema de a considerar en las evaluaciones ambientales de proyectos es la existencia de Pueblos Indígenas u Originarios en la zona del proyecto o en los que éstos tienen un apego colectivo a dicha zona o que haga uso del territorio (ej.: ganadería de trashumancia). El Decreto 248/18 establece en su Art.28 que “La autoridad de aplicación implementará un procedimiento de consulta a las comunidades de pueblos originarios que pudieran ser afectadas por el proyecto, siempre y cuando la comunidad se encuentre debidamente registrada y reconocida por el Instituto Nacional de Asuntos Indígenas (INAI)”. Este

procedimiento tiene antecedentes en cuanto al modo de implementarse en la Salvaguarda OP 4.10 de Pueblos Indígenas del Banco Mundial; 2005.

En caso de confirmarse la existencia de pueblos originarios, las partes consultadas tienen acceso previo a la información sobre el propósito y la magnitud del proyecto propuesto, facilitada de una manera apropiada desde el punto de vista cultural. El proceso de consulta debe quedar registrado en actas que forman parte de los archivos del proyecto. Con el proceso de consulta se persigue lograr un acuerdo entre las partes en cómo se integrará en el proyecto a la población indígena. A partir de esto se desarrolla un Plan de Pueblos Indígenas (PPI).

Si el proyecto implica la explotación comercial de recursos naturales en esas tierras o territorios o de los recursos culturales y los conocimientos de los Pueblos Indígenas, en el PPI se incluyen mecanismos para posibilitar que éstos reciban beneficios apropiados desde el punto de vista cultural, así como una participación equitativa en los beneficios procedentes de dicha explotación comercial.

Es necesario determinar pautas de trabajo estandarizadas para proyectos de explotación de hidrocarburos en general que sirvan como procedimiento de trabajo modelo a iniciar desde la formulación de los proyectos que luego serán sometidos al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental Provincial, así como las responsabilidades de las partes involucradas (Estado, Pueblo Indígena y Empresa).

Patrimonio natural y cultural

Las actividades extractivas, implican dentro de sus procesos necesidades de remoción y movimiento de suelos, que pueden afectar posibles afloraciones y yacimientos de características relevantes desde el punto de vista patrimonial, natural y cultural.

En el caso de la actividad de perforación petrolera, tanto para convencionales como no convencionales, los procesos de remoción y movimiento de suelos se limitan a las asociadas a las nuevas locaciones y caminos de acceso principalmente.

La normativa vigente para este tema, incorpora aspectos que deben ser tenidos en cuenta para esta actividad tanto en las tareas de identificación, preservación, conservación y remoción de los mismos.

No solamente deben preverse en los Estudios de Impacto Ambiental, sino que deben ser aspectos de monitoreo y control permanente de las empresas y de la Autoridad de Aplicación.

Paisaje

Esta variable se interpreta que es impactada necesariamente durante la etapa de locación y perforación del pozo, pero su abordaje resulta relevante en cuanto al momento del cierre y abandono del área.

En este sentido cabe destacar que las actividades deben estar relacionadas a la remediación de pasivos ambientales si los hubiese, así como también de las actividades de restauración de la vegetación y recomposición de caminos y otras estructuras afectadas. Este aspecto no solo

debe estar contemplado en el Estudio de Impacto Ambiental previo, sino también como un aspecto de control exhaustivo por parte de la Autoridad de Aplicación correspondiente.

Biodiversidad

La extensión territorial de este tipo de desarrollo puede requerir ampliar el área de explotación sobre zonas de importancia ecosistémica tales como corredores biológicos, hábitats críticos o en zonas cercanas que puedan generar algún tipo de incidencia negativa sobre sitios vulnerables ya sea por generación de ruidos, circulación vehicular, eventos de contaminación no controlados, así como por efecto de eliminación de vegetación y fragmentación a partir de caminos internos en las áreas petroleras como se ha mencionado en otros puntos analizados (principalmente suelo y territorio, ruido y accidentes industriales mayores).

En este sentido cobra relevancia la necesidad de implementar Estudios Ambientales estratégicos, que analicen impactos acumulativos superando el análisis “pozo por pozo”. De estos estudios deben surgir las áreas de exclusión así como las distancias de seguridad. Para esto, la información ambiental de base es un pilar a fortalecer.

Por otro lado, se adiciona a las anteriores medidas preventivas generales, acciones de mitigación de implementación tradicional como la de restauración inicial del área una vez finalizadas las tareas de perforación, con el objeto de reducir el área impactada. Para luego, en la etapa de abandono del pozo, proceder a la restauración definitiva.

Estas consideraciones no son exclusivas para la estimulación hidráulica sino que son de aplicación para todo desarrollo que genere impacto sobre el territorio, incluida la actividad petrolera convencional.

Situaciones específicas en la interacción ambiente – actividad productiva

Sustancias químicas utilizadas

Para la perforación de los pozos no convencionales, se inyecta un fluido conformado por agua y arena inerte a gran presión, junto con algunos químicos específicos, reabriendo y conectando entre sí fisuras en la formación. El objetivo es generar pequeñas fisuras en la roca para facilitar el flujo de gas y petróleo hacia el pozo.

Los fluidos de estimulación hidráulica, por lo general, están compuestos por un 99,5% de agua y arena, y un 0,5% de productos químicos. El fluido contiene entre 3 y 12 aditivos, dependiendo de las características del agua y de la formación que se fractura. Se trata de inhibidores de crecimiento bacteriano (que impiden que proliferen las bacterias dentro del pozo); gelificantes (permiten que el fluido adquiera consistencia de gel); y reductores de fricción (para que el fluido fluya más eficientemente por dentro del pozo), entre otros. Algunos de ellos pueden resultar tóxicos utilizados en altas concentraciones o ante exposiciones prolongadas. Es por eso que en ninguna fase del proceso el fluido de estimulación hidráulica entra en contacto con el medio ambiente (López Anadón, E; 2015).

Un aspecto a considerar es que la Environmental Protection Agency (EPA) de Estados Unidos, identificó 1.084 químicos que fueron reportados para ser utilizados en fractura hidráulica entre 2005 y 2013 (U.S. E.P.A; 2016), por lo que no se puede descartar el uso de variadas sustancias químicas de acuerdo al proceso y la estrategia de cada empresa. Lo importante, es que la Autoridad Ambiental local, sea notificada acerca de las sustancias a utilizar, concentraciones y peligrosidad a fin de que se evalúen los potenciales riesgos ante liberaciones accidentales o planificadas a las diferentes vías ambientales.

El IAPG; 2012, señala en su práctica recomendada que se debe poner en conocimiento de la autoridad pertinente, si le fuera solicitado, información sobre los aditivos utilizados en los fluidos de perforación y que su difusión deberá respetar los correspondientes derechos de propiedad intelectual y confidencialidad de los datos, que pudieran existir a favor del fabricante y/o proveedor de dichos aditivos o en su caso respecto de la modalidad particular de su utilización. En este sentido, la Provincia de Mendoza señala en su Dec. 248/18 Art. 7 que deben declararse los productos químicos a utilizar, descripción, volúmenes, concentraciones y la descripción detallada de los principales componentes, grado de toxicidad en las concentraciones usadas.

Sería conveniente y oportuno en vistas de aportar nuevos conocimientos, solicitar en los EIA, a modo de complemento de información de las hojas de seguridad, un estudio de ecotoxicología prospectivo, contemplando las concentraciones usadas de cada sustancia química y sus interacciones con las diferentes vías ambientales que puedan interactuar con el proyecto y llegar a la población humana y/o el medio biótico. El efecto causado por un tóxico dependerá de su toxicidad inherente (capacidad de causar algún efecto nocivo sobre un organismo vivo), del grado de exposición, que a su vez dependerá de la cantidad que ingrese, de cuánto pase a los distintos compartimentos del ecosistema y de su persistencia. De esta manera se podrá calificar al riesgo potencial y direccionar las medidas de control y monitoreo a implementar.

Aportaría claridad y transparencia en los procesos, la implementación de un Registro de Sustancias Químicas autorizadas por la Autoridad Ambiental para ser utilizadas en la estimulación hidráulica tras su evaluación de efectos ambientales.

Efluentes

Al finalizar los trabajos de estimulación hidráulica, una parte del fluido inyectado retorna a la superficie estimado entre el 20 y el 50% (ARPEL; 2016). En el caso de Vaca Muerta, el retorno es menos de un tercio, y a veces una cantidad mucho menor.

Este fluido está constituido por el agua inyectada más los retornos de tapones rotados, cemento, agente sostén y fluido de fractura degradado. A medida que progresa en el tiempo entra también en su constitución agua de producción, petróleo y/o gas y minerales de formación disueltos (ARPEL; 2016).

La composición del fluido de fractura variará por yacimiento, empresa contratada y pozo. Las aguas residuales asociadas con la extracción pueden contener altos niveles de sólidos disueltos totales (TDS), sales, cloruros y carbonatos, aditivos de fluidos de fracturación, metales, y materiales radiactivos naturales (ANI; 2013 y López Anadón, E; 2015) y no es apta para ser liberada directamente en el medio ambiente. La composición depende fundamentalmente de

las características del fluido de inyección. Adicionalmente, cada reservorio es diferente del otro y, por lo tanto, la composición del fluido será diferente (Prieto, D y Puentes, S; 2016 y ARPEL; 2016).

El agua de retorno del proceso de fractura tiene una composición muy similar al agua de formación y su tratamiento no representa mayores desafíos ni mayores riesgos ambientales. Es importante destacar que en Mendoza la producción de los yacimientos convencionales, fundamentalmente en la cuenca cuyana, tiene como característica que viene acompañada por una gran cantidad de agua, llegando a yacimientos en los que más del 95% de lo extraído es agua que una vez separa del petróleo debe tratarse y disponerse, esto representa unos 140.000 m³ de agua por día, por lo que el tratamiento del agua de flowback no presenta diferencias frente a la explotación convencional.

Las regulaciones, tanto nacionales como provinciales, obligan a tratarla y reciclarla para nuevos usos, incluso nuevas operaciones de estimulación hidráulica, lo cual disminuye los requerimientos de agua dulce. En algunos casos, este flowback es confinado en los llamados “pozos inyectores y/o en pozos sumideros”. Previo a su inyección, el agua de retorno debe recibir un tratamiento adecuado. Se trata, vale la aclaración, de una práctica habitual en esta y otras industrias, independientemente de que se trate de extracción convencional o no convencional de hidrocarburos (López Anadón, E; 2015).

El Decreto de la Provincia de Mendoza 248/18 solicita informes acerca de la cantidad y calidad de las aguas de retorno. Así como prohíbe el vertido directo y la acumulación a cielo abierto, su infiltración y/o evaporación en instalaciones vinculadas o conectadas a acuíferos libres o confinados y que sean susceptibles de contaminar o alterar la calidad de las aguas subterráneas (Art. 13 y 14).

El IAPG; 2012 señala en su práctica recomendada que el manejo de las aguas de retorno debe contemplar preferentemente el siguiente orden de prioridad, según el resultado del análisis fisicoquímico respectivo y las características de cada explotación:

1. Maximizar su reutilización.
2. Re-inyectar en formaciones aisladas, respetando la normativa provincial vigente.
3. Tratar en instalaciones adecuadas para su disposición final, según la normativa vigente.

El tratamiento de aguas residuales mediante plantas de depuración centralizadas se plantea, en ciertas ubicaciones de los Estados Unidos, como una solución viable para gestionar, de forma eficiente y a largo plazo, el abastecimiento de agua para la fracturación hidráulica (Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016). Cabe la posibilidad de que las citadas plantas integren otras fuentes de agua para complementar la demanda de agua dulce del proceso de fracturación. Éstas podrían ser minas abandonadas, balsas de control de agua de escorrentía, efluentes de plantas de tratamiento municipales o agua utilizada para refrigerar centrales térmicas (Moreno & Fundación Gómez Pardo, 2014 en Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016).

Prieto, D y Puentes, S; 2016 señalan que los pozos inyectores suelen ser pozos productores fuera de servicio que se reconvierten. Si bien esta conversión supone pruebas hidráulicas para

verificar su hermeticidad, no es posible ignorar que los pozos más antiguos son los más vulnerables a problemas de corrosión. De este modo, suelen presentar dificultades en cuanto a integridad y adhesión de los cementos de aislación.

El IAPG ha elaborado una Práctica Recomendada de “Aseguramiento y control de barreras de aislación en pozos inyectoros”. La misma establece pautas de verificación de la integridad de las tuberías, monitoreo en el tiempo y plan de intervenciones en caso de anomalías, con el objetivo de proteger acuíferos de agua dulce. Provincias como Neuquén y Santa Cruz la han adaptado y ampliado dentro de la normativa provincial (Prieto, D y Puentes, S; 2016), debiendo Mendoza contemplar esta posibilidad en el corto plazo.

Es importante mencionar, que existen algunas diferencias entre pozo inyector y pozo sumidero. Ambos son inyectores de agua de producción. El pozo inyector, inyecta a una formación productiva, la misma de la que se extrajo y estuvo alojada durante millones de años sin provocar impacto ambiental. Es una formación cerrada que posee las condiciones de entrapamiento estructural y de roca sello, que garantizan la estanqueidad de los fluidos, imposibilitando su vinculación con las aguas subterráneas dulces y como se encuentra en producción, ha sido estudiada por la empresa.

El pozo sumidero, inyecta pero en una formación más somera, con porosidad y permeabilidad adecuada para permitir que el agua ingrese pero que no se tiene la certeza de que sea una formación cerrada al no contar con los estudios debido a que no es una formación en producción. Este caso debe profundizarse desde la Autoridad de Aplicación, debido a que estas situaciones implican mayores controles y alertas.

Para aceptar como inyectores a los pozos sumideros, desde el punto de vista ambiental, se necesita el estudio y mapa estructural de la capa para asegurar que no tiene, fuera del ámbito del pozo, posibilidades de afloramientos en zonas distantes o comunicación vertical a través de alguna falla. Además de esto, ARPEL; 2016, señala que también debe evaluarse el riesgo potencial de actividad sísmica que pudiera ser inducida en función de los volúmenes de agua de retorno que se inyecte en los pozos sumideros. Esta actividad se debe complementar con un monitoreo permanente de la presión de inyección y de la sismicidad superficial. Esto es válido también para pozos inyectores.

La inyección de fluidos de fracturación hidráulica en pozos con integridad mecánica inadecuada, puede hacer que los gases o líquidos migren a los recursos de agua subterránea (EPA; 2016), debiendo en esta situación la Autoridad de Aplicación, exigir mayor información a la empresa concesionada y aplicar controles más rigurosos y exhaustivos en el monitoreo.

Emisiones gaseosas

Se ha demostrado que los pozos bien diseñados y construidos contribuyen a garantizar que no haya “escapes” que puedan dar lugar a liberaciones de gases a la atmósfera a través de estos. Estudios que midieron y caracterizaron las emisiones de varios componentes de la producción de gas (flowback de pozos; venteo de pozos para descarga de líquidos, pérdidas de equipamiento y controladores neumáticos) concluyeron que no existe diferencia en las emisiones de metano entre campos de gas que usan técnicas convencionales y aquellos que utilizan estimulación hidráulica (ARPEL; 2016).

Los Estudios Ambientales previos debieran incluir el requisito de diseño de pozos tendientes a disminuir “escapes” así como fomentar la implementación de programas de gestión de emisiones gaseosas que incluyan, por ejemplo: recuperación, reducción al mínimo de la quema (“flaring”)⁶⁵, estándares de eficiencia de quema superiores al 98%, eliminación del venteo (salvo por razones de seguridad)⁶⁶, monitoreo periódico y minimización de emisiones fugitivas, entre otros. . Por otro lado, el monitoreo de inmisión en el área de influencia del pozo y el establecimiento de distancias de seguridad con respecto a poblaciones cercanas que pudieran ver afectada su salud por parte de emisiones desde las locaciones.

Ruido

El equipamiento necesario para la perforación y en especial para la fractura hidráulica de un pozo, es muy superior en cantidad de unidades y en potencia involucrada que en un yacimiento tradicional. Cuando el yacimiento es cercano a una población o incluso a habitantes más dispersos de zonas rurales, éstos pueden percibir durante varios días en los cuales se lleva adelante la perforación inicial, las perforaciones radiales posteriores y la fractura hidráulica de cada perforación radial, ruidos persistentes y muy fuertes, relacionados con el trabajo de decenas de camiones de bombeo de agua a la presión requerida para la fractura o las sucesivas fracturas (ANI; 2013).

Por lo que los procesos de perforación del pozo y de fracturación hidráulica y el tráfico de camiones durante estas fases son, en sí mismos, las principales causas del ruido. La combustión de gas en antorcha durante la salida del flowback y algunas pruebas también pueden generar ruido.

En un único pozo, el tiempo que dure la fase de perforación será bastante breve, aunque sí será continuada, es decir, veinticuatro horas al día. El efecto del ruido sobre los residentes y la fauna local será notablemente mayor cuando se perforen varios pozos por emplazamiento, actividad que normalmente se prolonga coherentemente con el número de pozos a perforar (Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016). Experiencias en Neuquén, por parte de la empresa YPF, señalan que se realizan pad de 8 pozos y que se fractura hasta en 27 etapas con un máximo de 37 etapas. El promedio de fracturas es de 5 veces al día y se realizan paralelamente entre pozo y pozo del pad (com ver D’Huteau; E en CPIG; 2018).

El ruido no proviene de operaciones permanentes ni continuas, ni se diferencian mucho, en este sentido, de otras actividades comparables, como la construcción. Además, puede controlarse con la instalación barreras de sonido alrededor de los generadores y otros equipos (Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016). Sin embargo, el tráfico de vehículos es probablemente el impacto indirecto más importante. Por lo que los Estudios Ambientales debieran presentar la planificación de rutas donde se analicen, además de variables como

⁶⁵ La quema (o flaring) es un medio de eliminación utilizado cuando no hay modo de transportar el gas al mercado y el operador no puede usar el gas para otro fin.

⁶⁶ Venteo: El venteo del gas consiste en el no aprovechamiento del gas surgente de un pozo de petróleo o de gas, dejándolo fluir a la atmósfera. Es una medida utilizada solamente en caso de emergencia donde no hay capacidad de quema (flaring).

costos, distancias, capacidad de carga y medios de transporte, variables ambientales como presencia de hábitats críticos y poblaciones potencialmente afectadas por el ruido a fin de seleccionar las rutas menos vulnerables.

Sismicidad

El efecto que un determinado sismo tiene en la superficie terrestre depende de varios factores. En general, a mayor profundidad, mayor atenuación y dispersión de la energía radiada. No todos los materiales atenúan las ondas sísmicas del mismo modo: las rocas blandas, como las lutitas, atenúan más las ondas sísmicas que las rocas duras, como, por ejemplo, el granito. Además, la frecuencia de propagación de las ondas sísmicas es proporcional al tamaño de la fractura. Puesto que las fracturas generadas en el proceso de fracturación hidráulica son generalmente pequeñas, los microsismos inducidos por la estimulación producen ondas sísmicas de alta frecuencia, que son, por lo general, incapaces de provocar sacudidas que puedan dañar edificios (Bickle et al., 2012 en: Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016).

Es posible medir las vibraciones que genera la estimulación hidráulica con sensores adecuados. Estas vibraciones son unas 100.000 veces menores que los niveles perceptibles por los seres humanos y muchos menores aún que las que podrían producir algún daño. A 2015 se completaron cientos de miles de etapas de estimulación hidráulica en el mundo sin que se informaran eventos sísmicos significativos. A la fecha, y pese a los numerosos estudios científicos, no se probó ninguna vinculación entre eventos sísmicos potencialmente peligrosos o dañinos y proyectos de gas o petróleo de esquistos y lutitas (López Anadón, E; 2015).

Asimismo, se ha manifestado preocupación por que la inyección de grandes volúmenes de agua de retorno (flowback) en pozos sumideros/inyectores pueda reactivar fallas geológicas existentes. Estudios realizados en Estados Unidos indican que la inyección de agua de retorno en pozos sumideros generó menos del 0,003% de eventos de sismicidad inducida (NAS, 2013). Si bien se trata de sismicidad mínima, ésta es localizada y sólo podría tener efectos en áreas con presencia de fallas geológicas activas (USGS, 2015 y OGS, 2011 en ARPEL; 2016).

El Decreto de la provincia de Mendoza 248/18 en su Art. 7 solicita la caracterización sísmica de la zona de influencia y estimación de los riesgos de acuerdo a los datos del INPRES u otra fuente y la localización y extensión de fallas geológicas horizontales y verticales y zonas naturalmente fisuradas. Adicionalmente, en su Art 12 establece que se colocarán sismógrafos que cubran el área de trabajo a fin de controlar la actividad sísmica antes, durante y después del proceso de estimulación. Este requisito debiera extenderse como procedimiento obligado a la inyección de aguas residuales en pozos inyectores.

Resulta de importancia, que se elaboren prácticas recomendadas para la caracterización de la sismicidad previo, durante y posterior a la fracturación hidráulica y/o inyección de efluentes. A modo de ejemplo se presentan las siguientes recomendaciones:

- Predecir la posible sismicidad, antes de llevar a cabo los trabajos de inyección, permitirá determinar las medidas que se podrían adoptar para reducir riesgos y mantener los niveles de sismicidad inducida dentro de unos límites aceptables (Zoback et al., 2010 en Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016). De acuerdo con algunos

autores, el procedimiento de fracturación hidráulica debería incluir invariablemente una fase breve de preinyección y seguimiento, antes de proceder a la inyección principal. «En un principio, deberán inyectarse volúmenes reducidos y obtener inmediatamente el flowback, haciendo un seguimiento de los resultados durante un tiempo razonablemente prolongado. Mientras tanto, deberá procederse al análisis de los diagnósticos de las fracturas (datos microsísmicos y de inyección previa a la fracturación) para identificar cualquier tratamiento posterior ante un comportamiento inusual, antes de proceder al bombeo» (Green et al., 2012 en Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016).

- Hasta que se hayan determinado bien las características de la fracturación en una formación específica, además del seguimiento en tiempo real, se debe registrar, con medidores de inclinación y un sismómetro enterrado permanentemente, la deformación habitual del terreno y los microsismos, respectivamente, que acompañan a todo proceso de fracturación. Estos instrumentos permiten establecer con exactitud hasta donde penetran las fracturas en la roca colindante, lo que no sólo sirve para evaluar la eficacia de la fractura, sino también para garantizar que su tamaño sea el previsto y que no se haya propagado más de lo planificado (De Pater et al., 2012 en Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016)
- En el Reino Unido, el Departamento de Energía y Cambio Climático solicitará a los operadores que revisen la información disponible sobre las fallas existentes en las inmediaciones del pozo, de cara a garantizar que no se perfora en fallas activas, o en sus proximidades. También se hará un seguimiento de la sismicidad de referencia durante un periodo de varias semanas, antes de que comiencen los trabajos de perforación, para obtener un valor de fondo o de referencia con el que comparar la actividad detectada durante y después de los trabajos de fracturación (DECC, 2013 en Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016).
- IGME, 2014 en Álvarez Pelegry, E; Suárez Diez, C; 2016 recomienda la elaboración de estudios geológicos para caracterizar las posibles fallas, hacer un seguimiento de los movimientos sísmicos, vigilar los métodos de reinyección, en caso de que los hubiera, y registrar la actividad microsísmica, tomando como base el sistema semáforo. El valor umbral y el sistema semáforo dependen del tipo de roca en la que se trabaje, por lo que no se puede justificar científicamente como tal un límite universal en todas las cuencas geológicas.

Accidentes industriales mayores

Aun cuando las condiciones de trabajo asociadas a la extracción del petróleo mantengan altos estándares de seguridad que reducen las probabilidades de accidentes, no tener en cuenta distancias de seguridad aumenta el riesgo de accidentes industriales mayores⁶⁷.

⁶⁷ Accidente mayor: Suceso inesperado y súbito (en particular, emisión, incendio o explosión importante), resultante de acontecimientos anormales durante una actividad industrial, que supone un

Este aspecto requiere de la inclusión en los Estudios Ambientales previos de la comunicación de:

- a) La existencia de una instalación de riesgo mayor o de la proposición para la creación de ella; demostrando que se han tenido en cuenta para su localización el análisis de zonas urbanas, ecosistemas críticos, población expuesta y grupos vulnerables (como población de hospitales, establecimientos educativos, asilos de ancianos), ordenanzas de usos del suelo, plan de gestión de riesgos (provincial/municipal), entre otros.
- b) Información sobre las situaciones de peligro que traiga consigo la instalación de riesgo mayor, distancias de seguridad propuesta y sobre mecanismos de prevención, control en caso de suceder así como acciones de restauración/rehabilitación asociadas;
- c) Mecanismos con que se notificarán inmediatamente tras la ocurrencia de accidentes mayores a las instituciones locales y la Autoridad Ambiental facilitando información sobre las causas, el desarrollo y la envergadura del mismo, así como sobre la experiencia que se adquiere de ese accidente.

Las autoridades competentes deberían intentar, en la medida de lo posible, cerciorarse de que hubiera la distancia apropiada entre las instalaciones de riesgo mayor y (i) aeropuertos, depósitos de gases o líquidos, etc.; (ii) instalaciones de riesgo mayor cercanas y (iii) viviendas y otros núcleos de población cercanos (OIT; 1991). Asimismo, solicitar cuando corresponda, la inscripción en el Registro Nacional para la Prevención de Accidentes Industriales Mayores (Res 743/2003 de la Superintendencia de Riesgos del Trabajo).

La planificación para casos de urgencia en la propia instalación debe incumbir al proponente, mientras que las autoridades locales en conjunto con el proponente deberían encargarse de la planificación para los casos de urgencia fuera de la instalación (OIT; 1991). En este sentido, los planes de contingencia ante accidentes industriales mayores, a presentar en los Estudios Ambientales previos, deberían demostrar la coordinación con las Autoridades Locales en cuanto a procedimientos de determinación de distancias de seguridad como insumo para el ordenamiento del territorio local, evaluación de la vulnerabilidad de la población expuesta así como del medio físico-biológico potencialmente afectado, a fin de priorizar una secuencia de acciones, procedimientos de alarma, evacuación a zonas seguras, entre otros que involucren a la población local.

Consideraciones desde el punto de vista ambiental

Acerca de la vinculación de Planes con impacto territorial y ambiental

La producción de hidrocarburos no convencionales en nuestra provincia, se diferencia de otros casos al iniciarse en la reconversión de pozos existentes y verticales, en un área de vocación petrolera histórica. Las nuevas áreas petroleras, que están en proceso de licitación, tienen

peligro grave para los trabajadores, la población o el medio ambiente, sea inminente o no, dentro o fuera de la instalación, y en el que intervienen una o más sustancias peligrosas (OIT; 1991).

previsto trabajar en formaciones que contengan hidrocarburos no convencionales. Esto representa una ventaja al contar con plazos para planificar la actividad en la provincia, desde variados y relevantes aspectos, entre ellos el ambiental, de acuerdo a las lecciones aprendidas en diferentes localidades del mundo, incluso de Argentina.

Sin embargo, a nivel de planificación, se detecta que aún no se han aplicado todos los procedimientos disponibles en nuestra legislación, que en principio orientarían la actividad en el marco de la sustentabilidad. Se habla específicamente aquí de la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) de un plan sectorial (sector energético), que determine de qué manera se han incluido y vinculado las variables ambiental, territorial y social en el plan propuesto y si es suficiente para abordar implicancias que van más allá de la escala de un proyecto. Ya la Fundación Cricyt, en su documento de aporte al borrador del proyecto del Dec. 248/18 (Expte. 3518-D-2017 03834 DPA fs. 16), señala la necesidad de evolucionar el concepto de la evaluación ambiental “proyecto por proyecto” y considerar impactos acumulados. Esto es evaluar estratégicamente los impactos del desarrollo del yacimiento en su conjunto para así establecer condiciones específicas para la zona. Recién entonces analizar “perforación por perforación”. Este enfoque podría establecer condiciones particulares para diferentes regiones en función de las características del ecosistema.

De esta EAE, surgirán diferentes lineamientos de trabajo para orientar la actividad petrolera, especialmente, la asociada a hidrocarburos no convencionales. Específicamente las formas en que los potenciales riesgos serán abordados a partir de estrategias de ordenación en el territorio, áreas de exclusión, distancias de seguridad (vertical: entre formación y acuíferos de agua dulce; horizontal: entre locación / área y presencia de asentamientos humanos, ríos, lagos, arroyos, áreas naturales protegidas u otros).

Por otro lado, se evidenciarían las necesidades de redes integrales de monitoreo regional continuo de variables clave, de mecanismos de control y vigilancia requeridos, prácticas recomendadas, líneas de investigación y desarrollo de mejores tecnologías disponibles para el tratamiento de residuos, efluentes, emisiones, etc. Asimismo, se identificarían los mecanismos con los que se trasladarán los beneficios de la actividad a la población, prioritariamente local y regional, traducidos en infraestructura, equipamiento, servicios, formación de recurso humano, empleo, impulso a otras actividades, entre otros aspectos que en una evaluación ambiental de un proyecto individual no se vislumbrarían.

Acerca de los procedimientos de Evaluación de Impacto Ambiental Territorial de proyectos y del seguimiento de proyectos aprobados.

En cuanto a Evaluaciones Ambientales de proyectos particulares, se advierte que están previstos en la legislación los principales aspectos a contemplar para determinar la viabilidad ambiental de éstos. Sin embargo, a nivel de seguimiento de la implementación de los controles y vigilancia declarados en los Estudios de Impacto Ambiental, se identifican potenciales debilidades, ya que además del compromiso de las empresas en su real implementación, requieren del monitoreo continuo, in situ de la Autoridad Ambiental Provincial.

En principio, considerando la magnitud de la actividad de petróleo convencional y el potencial del no convencional (el cual implica una mayor intensidad en cuanto a perforación en el

tiempo y una extensión en el territorio de diferentes características); se advierte la necesidad de aumentar el recurso asignado a la vigilancia ambiental por parte de la Autoridad Ambiental Provincial, así como el establecimiento de mecanismos de control que incluyan monitoreo de diferentes vectores ambientales (calidad de agua, sismicidad inducida, inmisiones, otros) y de procesos territoriales asociados.

Se presenta a continuación una tabla con el esquema propuesto de requisitos de información a presentar en los Estudios Ambientales y puntos críticos de control a tener en cuenta en las tareas de seguimiento mínimo a implementar. En algunos casos se indica como un requerimiento ya solicitado por parte de la Autoridad de Aplicación, en otros casos, surge como una recomendación.

Requisitos de información a presentar en los Estudios Ambientales y puntos críticos de control a tener en cuenta en las tareas de seguimiento

Actividad del proyecto	Potencial Impacto	Probabilidad de ocurrencia del impacto	Punto Crítico de Control	Herramienta / Procedimiento	Calificación
Diseño del proyecto	Consumo de agua dulce	Alta	Volumen Fuente	Autorización del DGI (Dec. 248/18), según evaluación de la disponibilidad hídrica de cada cuenca cuando se demuestre la no disponibilidad de agua de formación (Art. 3 Res DGI 249/18). Aptitud de la cuenca en base a estacionalidad, ciclo (abundancia, sequía, normal), estado de la fuente, localización dentro de la cuenca y usos planificados en el territorio (según planes de ordenamiento territorial).	Impacto controlable . Aceptable.
	Conflictos socioambientales	Media	Información y Consulta	Procedimiento estandarizado de Comunicación y Consulta en general y dirigida a pueblos originarios.	Impacto controlable .

Actividad del proyecto	Potencial Impacto	Probabilidad de ocurrencia del impacto	Punto Crítico de Control	Herramienta / Procedimiento	Calificación
Tareas de Locación, perforación, terminación y puesta en servicio del pozo	Afectación de infraestructura vial	Alta	Respeto de cargas permitidas	<p>Aprobación de Plan de Traslados (trayectoria, vehículos y cargas) por parte de las Direcciones de Vialidad Nacional y Provincial.</p> <p>Puntos de control de cargas. Red de básculas fijas y móviles.</p> <p>Zonificación de rutas y caminos según cargas permitidas.</p> <p>Inversión en nuevas infraestructuras: ferrocarriles para transporte de equipos, arenas; acueductos para agua de reuso, plantas de tratamiento de efluentes centralizadas; entre otras.</p>	Impacto controlable .
	Afectación de la biodiversidad	Alta	Identificación de hábitats de importancia ecosistémica y corredores biológicos.	<p>Áreas de exclusión (Dec. 248/18).</p> <p>Distancias de seguridad.</p>	Impacto controlable . Mitigable.
	Aumento de la población flotante	Alta	Urbanización explosiva	Plan de Ordenamiento Territorial local. Zonificación. Fondo para financiar infraestructura y servicios.	Impacto controlable .
	Cambios en la estructura	Alta	Afectación de actividades no	Plan de Ordenamiento	Impacto controlable

Actividad del proyecto	Potencial Impacto	Probabilidad de ocurrencia del impacto	Punto Crítico de Control	Herramienta / Procedimiento	Calificación
	territorial		petróleo	Territorial local. Zonificación Fondo para financiar infraestructura y servicios a la producción y a la industria no petróleo. Incentivos a sectores no petróleo.	.
Colocación de válvulas en el extremo superior de la tubería (boca de pozo)	Emisiones fugitivas. Contingencias (derrames, incendios, explosión)	Alta	Plan de mantenimiento preventivo y correctivo	Programa de Gestión de emisiones gaseosas. Distancias de seguridad. Planes de contingencia.	Impacto controlable . Mitigable.
Punzado, estimulación hidráulica y evaluación de resultados	Contaminación de acuíferos de agua dulce por fallas en la integridad del pozo.	Baja	Cementación y adherencia	CBL - Cement Bold Logs o perfil calidad cemento y pruebas de presión periódicos, entre otros estudios técnicos (Art. 7 Dec 248/18 y Res DGI 249/18 Art. 5).	Impacto controlable . Prevenible.
		Baja	Ecotoxicidad de químicos	Modelación de ecotoxicidad de los aditivos en los estudios previos. Registro de químicos para fractura hidráulica habilitados por la Autoridad de Aplicación.	Impacto controlable . Prevenible.
	Contaminación de acuíferos de agua dulce por	Baja	Comportamiento de la geología del área de	Mapa estructural del área de influencia de las	Impacto controlable .

Actividad del proyecto	Potencial Impacto	Probabilidad de ocurrencia del impacto	Punto Crítico de Control	Herramienta / Procedimiento	Calificación
	migración de fluidos inyectados a través de la red de fracturas creadas		influencia	fracturas. Reglamentación de distancia vertical entre formación y acuíferos de agua dulce. Reglamentación de la distancia entre pozos (para evitar intercomunicación)	Prevenible.
	Daños a la población y el entorno construido por sismicidad inducida	Baja	Sismicidad del área de influencia de fracturas	Caracterización sísmica (Dec 248/18). Red de sismógrafos (Dec 248/18). Áreas de exclusión de perforación en zonas de fallas activas que pudieran interaccionar. Establecimiento de valor umbral según cuenca geológica.	Impacto Aceptable.
Puesta en producción	Contaminación de acuífero libre desde superficie	Alta	Calidad del efluente (agua de retorno, agua de formación).	Locación seca (Dec. 248/18).	Impacto controlable. Prevenible.
	Contaminación de acuífero confinado desde superficie	Baja		Planta de tratamiento de efluentes para su reuso. Red de freatómetros en un radio máximo de 50 mts. y con profundidad hasta el nivel freático y/o hasta la primera capa impermeable (Expte 3518-D-2017 03834 DPA fs. 14).	

Actividad del proyecto	Potencial Impacto	Probabilidad de ocurrencia del impacto	Punto Crítico de Control	Herramienta / Procedimiento	Calificación
				<p>Red de monitoreo de agua dulce superficial y subterránea provincial, adicional a la red de freáticos en cada pozo.</p> <p>Disposición en pozos inyectores (Dec 248/18) habilitados por cumplimiento de requisitos técnicos normados.</p>	
	Daños a la población y entorno construido por sismicidad inducida durante la disposición de efluentes en pozos inyectores	Media - Alta	Sismicidad del área de inyección	Disposición en pozos inyectores (Dec 248/18) habilitados por cumplimiento de requisitos técnicos.	Impacto controlable . Prevenible.
	Contaminación de acuíferos de agua dulce por fallas en la integridad del pozo	Baja	Cementación y adherencia	CBL - Cement Bold Logs o perfil calidad cemento y pruebas de presión periódicos, entre otros estudios técnicos (Art. 7 Dec 248/18 y Res DGI 249/18 Art. 5).	Impacto controlable . Prevenible.
	Migración de contaminantes a través de fisuras generadas artificialmente	Baja	Comportamiento de la geología del área de influencia de las fracturas.	<p>Reglamentación de distancia vertical entre formación y acuíferos de agua dulce.</p> <p>Reglamentación de la distancia entre pozos (para evitar intercomunicación)</p>	Impacto controlable . Prevenible.

Actividad del proyecto	Potencial Impacto	Probabilidad de ocurrencia del impacto	Punto Crítico de Control	Herramienta / Procedimiento	Calificación
				Red de monitoreo de agua dulce superficial y subterránea provincial, adicional a la red de freáticos en cada pozo.	
	Afectación de la población y el ambiente por accidentes industriales mayores (AIM)	Media	Planes de Contingencias.	Plan de Gestión de riesgos conjunto entre empresa y gobierno local. Zonificación de actividades con riesgo de AIM. Distancias de seguridad actividad con riesgo de AIM y población - factor ambiental vulnerable.	Impacto controlable . Prevenible. Mitigable.
Abandono de pozo	Contaminación de acuíferos de agua dulce por fallas en la integridad del pozo	Baja	Cementación y adherencia	CBL - Cement Bold Logs o perfil calidad cemento y pruebas de presión periódicos, entre otros estudios técnicos (Art. 7 Dec 248/18 y Res DGI 249/18 Art. 5).	Impacto controlable . Prevenible.

Fuente: Elaboración propia (2018)

Acerca del sistema de Información Ambiental y Territorial al servicio de los controles durante el funcionamiento de los proyectos aprobados

La magnitud de la demanda de controles por parte del Estado hacia la actividad es la principal debilidad que se advierte en la provincia. Como base, se identifican los siguientes desafíos:

- Necesidad de **sistematizar, actualizar y generar información** ambiental, social y territorial relacionada principalmente con el estado de los factores ambientales relevantes al momento de tomar decisiones acerca de la localización y el desarrollo permitido de esta actividad productiva. Se identifican como principales fuentes de

generación de información los Estudios Ambientales llevados a cabo por los proponentes de proyectos hidrocarburíferos en sus informes de Estudios Ambientales y en los monitoreos periódicos a presentar ante la Autoridad Ambiental y/o de Aguas. Por lo que, es necesario establecer formatos y contenidos mínimos para la elaboración de estudios básicos y monitoreos ambientales del área de influencia del proyecto (por ejemplo, los requisitos de Línea de Base para realizar el estudio hidrológico e hidrogeológico de la zona de influencia hídrica de la actividad a desarrollar y los que debe cumplir el Plan de monitoreo relacionados establecidos en el Art. 2 y el Art 4 de la Res. DGI 249/18) que deben ser exigidos al momento de presentarlos a fin de facilitar la sistematización de esta información, por ejemplo, a través del SIAT o de un Observatorio Petrolero quien sistematizaría y generaría información ambiental relevante (geología, hidrología, calidad del agua, biodiversidad, sismicidad, infraestructura, localización de instalaciones/infraestructura relacionadas al sector petróleo, etc.).

- La solicitud de registros continuos de datos recabados por cada empresa que se realiza en el Art. 9 de la Res DGI 249/18 y la formulación de indicadores de desempeño ambiental solicitado en el Art. 7 inc. gg del Dec. Provincial 248/18 deben ser mínimamente desarrollado de manera estandarizada para que la información generada pueda ser integrada a fin de realizar análisis regionales, por áreas petroleras, a nivel de cuenca, etc. que estén a disposición de un sistema de la Vigilancia Ambiental Integral.
- Se considera de relevancia y urgencia completar y consolidar una Red de Monitoreo dependiente del Estado Provincial para el seguimiento de caudales otorgados y calidad de agua en el área de influencia del/los pozo/s y áreas petroleras. La misma debe ser basada en el ciclo integral del agua y en la relación entre agua superficial y subterránea. Esta red debe ser complementaria a la red de monitoreo de cada empresa. Adicionalmente, deben establecerse monitoreos de aspectos críticos como sismicidad inducida y emisiones fugitivas.
- El Programa de Vigilancia deberá tener en cuenta el tipo de contaminantes potenciales (el metano, las sustancias químicas de los fluidos de fracturación, y otras presentes en el agua producida por la formación), por ser vitales para detectar cualquier descarga inaceptable en el agua monitorizada. Estableciendo valores de fondo o de referencia, se puede identificar mejor el origen de anomalías en el agua, evitando la manipulación y la mala interpretación de los resultados obtenidos de las muestras (Álvarez Pelegrí, E; Suárez Diez, C; 2016).
- Se debe considerar el apoyo a la actividad de Inspección Ambiental llevada a cabo por la Autoridad Ambiental y de Aguas, por parte de auditores externos, contratados por las empresas a favor de la Autoridad de Aplicación Provincial, especialmente durante la etapa de funcionamiento. Se recomienda aquí la implementación de un procedimiento similar a los controles establecidos por el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Almacenamiento de Hidrocarburos y sus Derivados (Res SE 785/05). Asimismo, la incorporación de nuevas tecnologías al servicio de

inspecciones ambientales tales como el uso de drones, por ejemplo para identificar derrames, áreas desmontadas, etc.

- La experiencia de EEUU señala que al ser esta una técnica en desarrollo, a medida que la industria continúa evolucionando rápidamente, el intercambio continuo con respecto a las mejores prácticas regulatorias es necesario para continuar el perfeccionamiento. La Revisión Estatal de las Regulaciones de Petróleo y Gas (STRONGER), un grupo sin fines de lucro, promueve regulaciones ambientales a nivel estatal mediante la publicación de guías con las mejores prácticas regulatorias, como también realizando auditorías sobre las regulaciones estatales para identificar brechas o áreas para mejorar. Las guías de STRONGER son desarrolladas mediante talleres con múltiples partes interesadas y contribuciones de expertos en dichas temáticas y cubren todos los aspectos de la explotación del petróleo y el gas (Viscidi, L y Bailey, J; 2016 en Fernández, N; 2018). Esta experiencia es perfectamente trasladable a la realidad de nuestra provincia a partir de la generación y divulgación de Prácticas Recomendadas surgidas en un ámbito de debate, análisis y generación de propuestas superadoras que tiendan a establecer procedimientos de trabajo, monitoreos, abordajes de Estudios Ambientales, sociales, territoriales, entre otros aspectos que puedan ser tomadas y puestas en práctica tanto por las empresas operadoras como el Estado Provincial y los entes de control.

Acerca de los procesos que faciliten la participación, consulta y accesibilidad a la información pública

Esta actividad no es percibida por la sociedad como una actividad productiva común, por lo que la comunicación desde la Autoridad Ambiental Provincial debería enfocarse en informar acerca de la capacidad técnica e institucional y las herramientas con las que cuenta para analizar, autorizar, controlar y garantizar, ante la evidencia de daño, la restauración y penalización en caso de corresponder.

Es esperable que este tipo de proyectos demande desde la sociedad el cumplimiento de aspectos garantizados por la normativa argentina como lo son la participación ciudadana y la consulta previa, así como también el acceso a la información pública ambiental, por lo que deben aplicarse los mecanismos existentes para garantizar estos derechos.

Buenos ejemplos de cómo informar acerca de aspectos generales de esta actividad se pueden identificar en:

- Sitio web creado por el IAPG “Shale en Argentina”⁶⁸, para informar sobre estimulación hidráulica, en donde adicionalmente a la divulgación de información acerca del proceso productivo, impactos ambientales y económicos, se dispone de un formulario para realizar consultas que quedan registradas, así como la respuesta dada.

⁶⁸ <http://www.shaleenargentina.com.ar/>

- El Registro de Divulgación Química de FracFocus⁶⁹ mantiene un registro de los químicos y aditivos utilizados en cada pozo de fractura hidráulica de cada estado participante en EEUU. A pesar de que FracFocus es una organización independiente sin fines de lucro, todos excepto seis de los 29 estados que actualmente exigen la divulgación de químicos utilizados para la fractura hidráulica, utilizan FracFocus como medio oficial para dicha divulgación (Viscidi, L y Bailey, J; 2016 en Fernández, N; 2018).

Desde la Autoridad Ambiental la publicación a través del SIAT o de un Observatorio Petrolero de la localización de pozos no convencionales, ductos, instalaciones asociadas así como información actualizada y relevante como geología, hidrogeología, sismicidad, calidad de agua, vulnerabilidad de los acuíferos, usos del suelo, población, entre otros aspectos que permitan llegar a formar posiciones con bases sólidas. También es importante informar y adecuar las plataformas de información pública accesible acerca de controles realizados y los resultados arrojados.

Acerca de las capacidades de las instituciones locales

Como se ha mencionado en apartados anteriores, esta actividad si bien puede realizarse en una localidad determinada, presenta impactos regionales relacionados, principalmente, con la logística del transporte y la población flotante atraída. Ambos aspectos pueden trasladarse a distancias importantes de las localidades en donde se llevan a cabo los trabajos.

En este sentido cobra relevancia el apoyo del Estado Provincial (inclusive el Nacional) a los Estados locales (Municipios). Tanto desde **presupuesto apropiado y oportuno** en base a las demandas (ej.; inversión y mantenimiento de infraestructura y servicios) como de personal idóneo para el abordaje de aspectos críticos como el ordenamiento territorial, gestión de riesgos, zonificación, seguimiento de la actividad productiva, apoyo a los sectores productivos históricos, así como para el manejo administrativo y social de la significativa afluencia de dinero y personas.

Acerca de la generación de beneficios a partir de asumir un nivel de riesgo aceptable

Aceptar aumentar el desarrollo de la actividad hidrocarburífera a partir de los hidrocarburos no convencionales tiene beneficios económicos para la provincia, en especial, el autoabastecimiento energético. Pero también, al igual que otras actividades productivas, trae aparejado riesgos. La gestión de los riesgos asociados a un modelo de desarrollo y transformación de la sociedad no significa simplemente reducir la vulnerabilidad o mitigar las amenazas, sino también plantearse y tomar decisiones colectivas sobre los niveles y formas de riesgo que se pueden asumir como aceptables en un período determinado y los cambios que deben impulsarse para evitar las consecuencias que podría tener la ocurrencia efectiva del daño al que se ha estado arriesgando tal sociedad, localidad o comunidad (Lavell, A; s.f).

⁶⁹ <https://fracfocusdata.org/>

Cabe plantear entonces, que asumir este riesgo aceptable debe tener una finalidad, no sólo asociada a la renta económica, sino que deben producirse mejoras sociales sustanciales financiando la inversión en infraestructura, educación (en general y especializada en las actividades económicas a desarrollar en el territorio), salud, entre otras, que tiendan a aumentar la calidad de vida, especialmente de las poblaciones locales afectadas directa e indirectamente por la actividad. Por otro lado, las inversiones también deben apuntalar actividades económicas existentes y potenciales no petróleo para que sean estratégicamente mantenidas durante el auge de la actividad petrolera y así, una vez retirada la actividad, puedan mantener el nivel de calidad de vida de las poblaciones que fueron sede de la perforación y desarrollo de hidrocarburos no convencionales. En este aspecto cobran especial valor los Planes de Ordenamiento Territorial en diferentes escalas.

En materia ambiental propiamente dicha, se considera que la estrategia desde la cual debe concebirse la política energética de Mendoza, debe basarse en plantear la producción de combustibles fósiles (en este caso HNC) de forma gradual, a largo plazo y no sólo contemplando la existencia del recurso. Además, deben concebirse en forma paralela inversiones en energías limpias teniendo como fin último la transición a una matriz energética diversificada, con un mayor peso de energías renovables. Es decir, que el logro del autoabastecimiento energético no sea excusa para reforzar la hegemonía de los combustibles fósiles. Sin esta concepción, la aceptación social del riesgo asociado a la actividad no tendrá sentido (Fernández, N; 2018). Por otro lado, la inversión en compensación ambiental, redes monitoreo y sistemas de vigilancia ambiental de factores vulnerables, principalmente el agua, y desarrollo de mejores técnicas disponibles, debe ser otro aspecto a desarrollar en el territorio mendocino. Por ejemplo, inversión en desarrollo e implementación de tecnologías de tratamiento de efluentes y residuos peligrosos, remediación de pasivos ambientales, desarrollo de fuentes alternativas al agua dulce, además del agua de formación, e infraestructura para hacer eficiente el transporte de cargas (equipos, arenas, cementos, caños a través de líneas férreas y acueductos para el de aguas salinas) que, además, presentar la ventaja de ser más seguros ante posibles contingencias.

CAPÍTULO 5 – ASPECTOS SOCIOECONÓMICOS

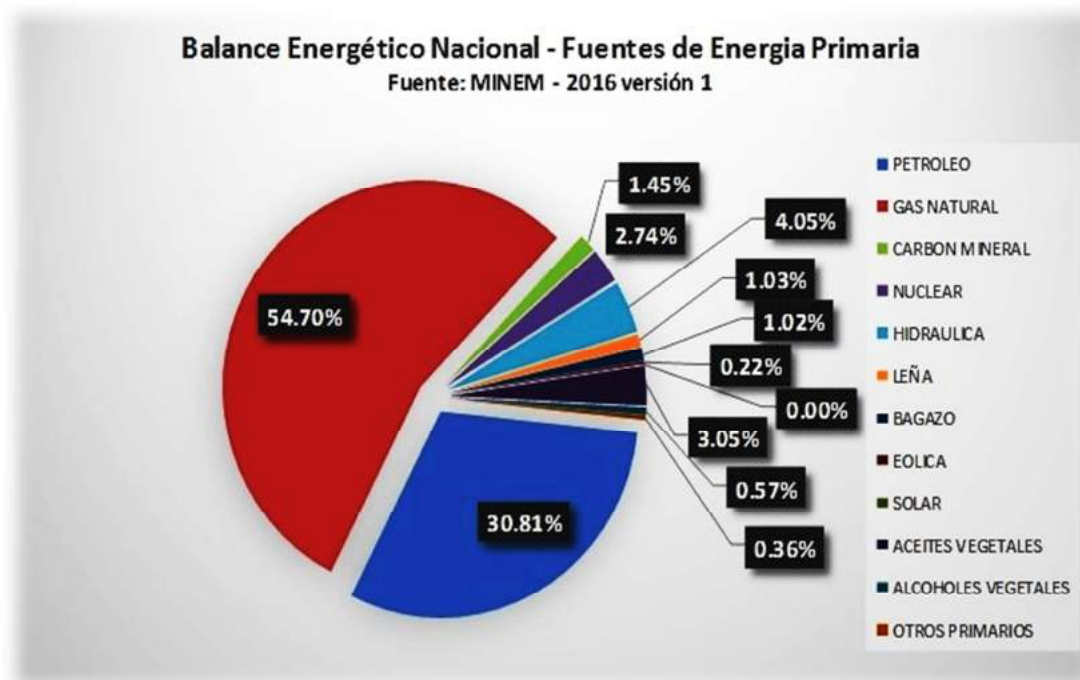
Balance energético nacional

La matriz energética representa la totalidad de energía que utiliza un país a través de sus fuentes primarias: combustibles fósiles como el petróleo, el gas y el carbón, hidráulica, nuclear, renovables y otras fuentes.

Es una herramienta de mucha utilidad para la planificación, ya que permite realizar análisis y comparaciones sobre los consumos energéticos de un país a lo largo del tiempo o compararlo con otros países.

La Argentina, al igual que el resto del mundo, utiliza un alto porcentaje de hidrocarburos. El petróleo y el gas alcanzan cerca del 85% del total de la oferta energética del país.

Balance Energético Nacional



Fuente: Ministerio de Energía de la Nación (2016)

El Balance Energético Nacional (BEN) resume la información relativa a la producción, importación, exportación, transformación y consumo de energía en Argentina, siendo el principal instrumento estadístico para la planificación energética. Las cantidades de cada componente se unifican en kTEP (miles de toneladas equivalentes de petróleo).

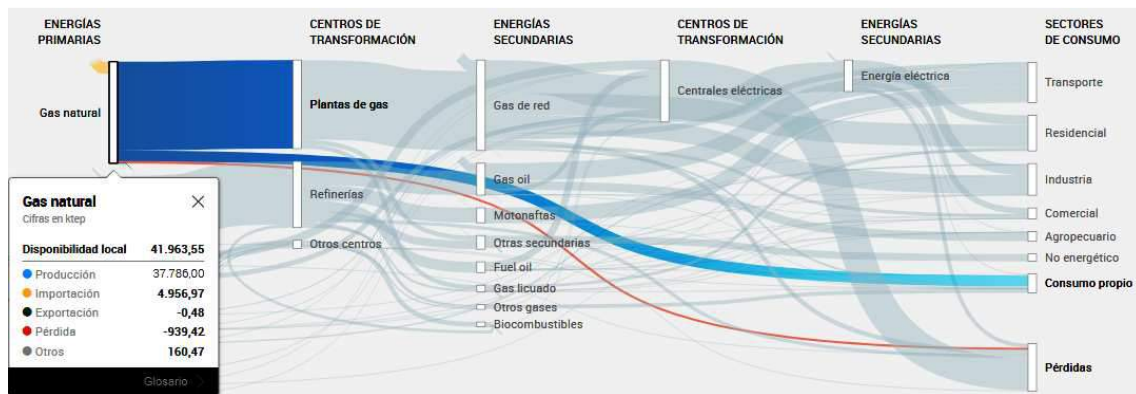
El BEN se muestra generalmente en planillas de cálculo separando las fuentes de energías primarias y secundarias y analizando para cada fuente: oferta, centros de transformación y consumo.

Una forma usual de visualizarlo es a través de los Diagramas Sankey de Balances Energéticos. Este son diagramas de flujo donde se puede analizar el componente desde su disponibilidad inicial hasta sus consumos finales y pérdidas, con todas sus transformaciones intermedias.

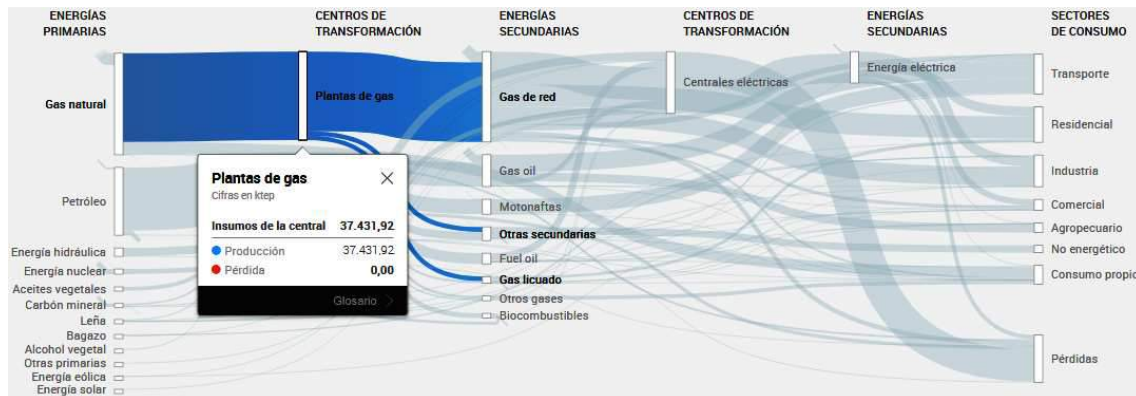
En la página web del Ministerio de Energía de la Nación se pueden visualizar en una herramienta dinámica los balances energéticos desde el año 1960 al 2015 (<https://datosgobar.github.io/energia/>).

Se muestra a continuación y a modo de ejemplo el gas natural y petróleo para el año 2015.

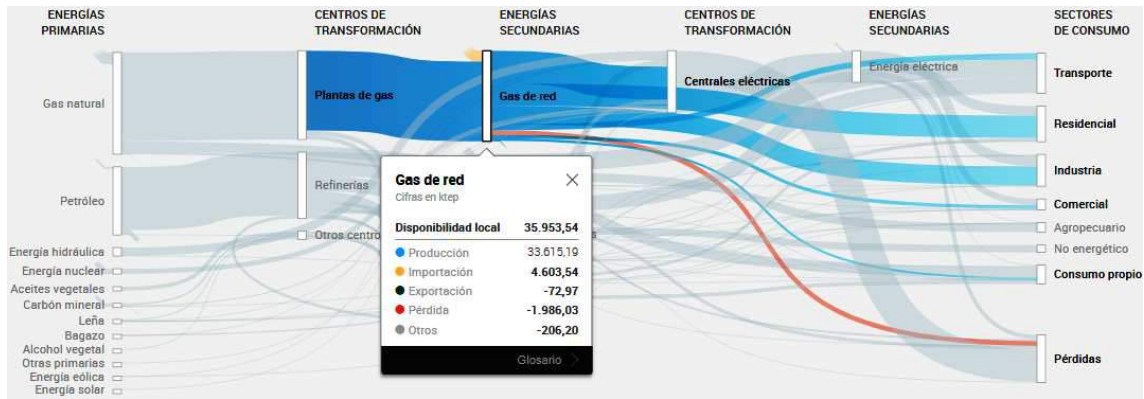
Diagrama Sankey de Balance Energético para gas natural



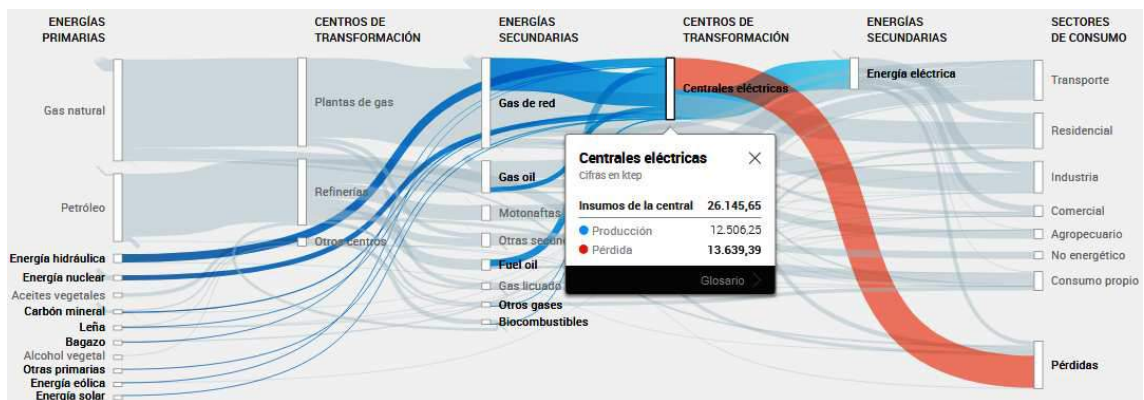
La disponibilidad total de gas natural en 2015 fue de 41.963,55 kTEP, de ellos 37.760 kTEP corresponden a producción nacional y 4.956,97 kTEP a importaciones. Una parte importante de este gas fue a las plantas de gas, otra a consumo propio en yacimientos y otra a pérdidas.



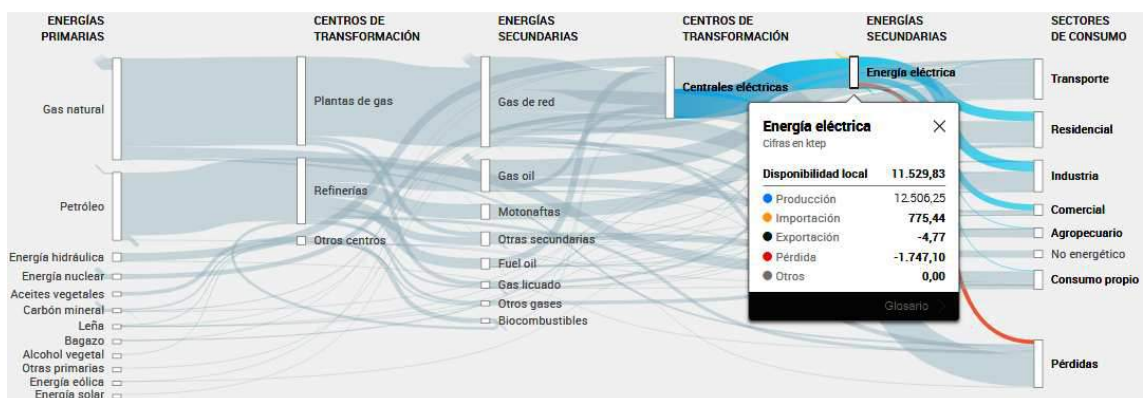
A las plantas de gas ingresaron 37.431,92 kTEP y en menor proporción el gas fue a otras secundarias y a gas licuado.



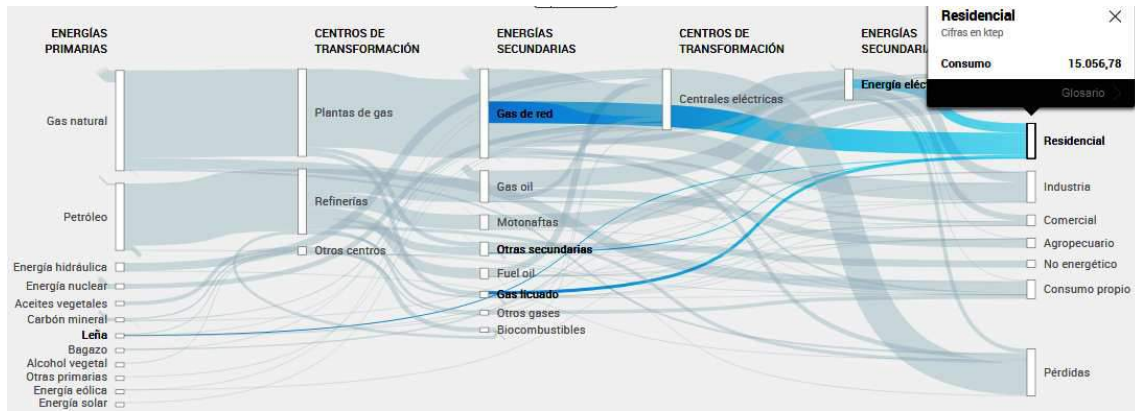
El gas de red se compone de 33.615,19 kTEP de las plantas de gas más 4.603,54 kTEP de importación.



Las centrales eléctricas consumen 26.145,65 kTEP de gas natural de red, gas oil y fuel oil, de los cuales 12.506,25 kTEP es la electricidad generada y 13.639,39 kTEP son las pérdidas de transformación de la generación térmica. A la generación en centrales eléctricas se suma la energía aportada por la hidráulica, nuclear, eólica, solar y en menor proporción la generada por otros combustibles (carbón, leña y bagazo).

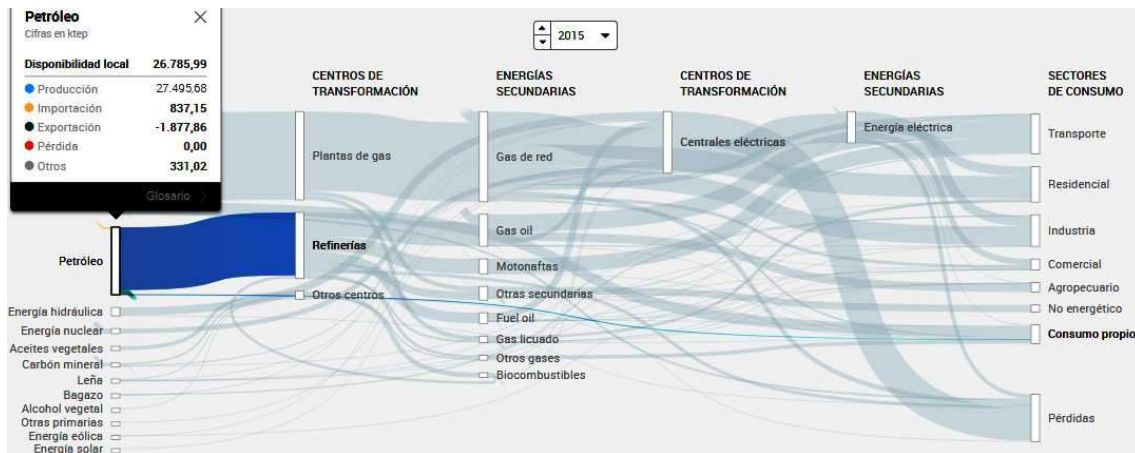


La energía eléctrica generada, más importación y menos exportaciones y pérdidas, es consumida por los sectores residencial, industria y comercial. Una parte son pérdidas del sistema de transporte y distribución.

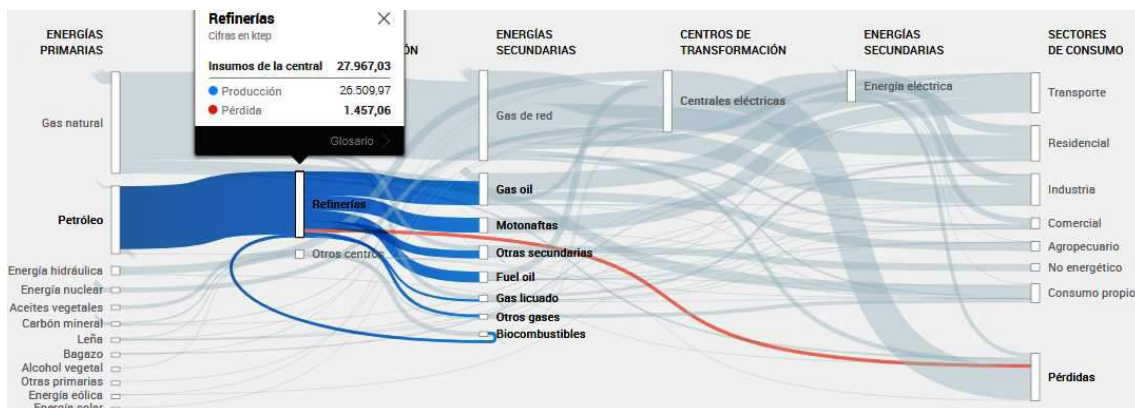


El consumo residencial total es de 15.056,78 kTEP, compuesto por (en orden decreciente): gas de red, energía eléctrica, gas licuado, otras secundarias y leña.

Diagrama Sankey de Balance Energético para petróleo

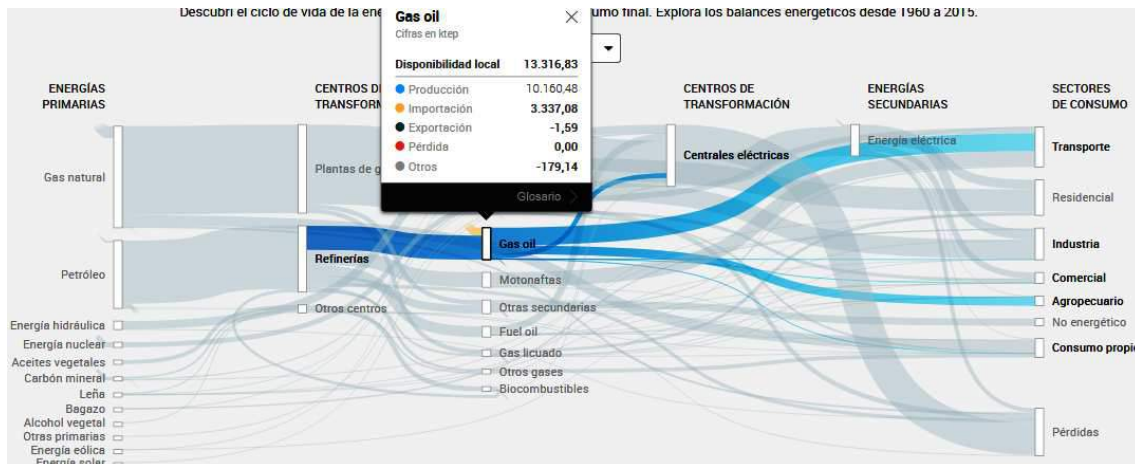


La disponibilidad de petróleo como energía primaria es de 26.785,99 kTEP, compuesto por producción nacional más importaciones y menos exportaciones. Casi en su totalidad se destina a las refinerías, menos una pequeña proporción que se usa en consumo propio en yacimientos.



A las refinerías ingresan 27.967,03 kTEP (petróleo más biocombustibles como energía secundaria, necesario para el corte con gas oil y motonaftas). De las refinerías salen los

distintos productos: gas oil, motonaftas, fuel oil, gas licuado, otras energías secundarias y otros gases. Una parte son pérdidas del proceso.

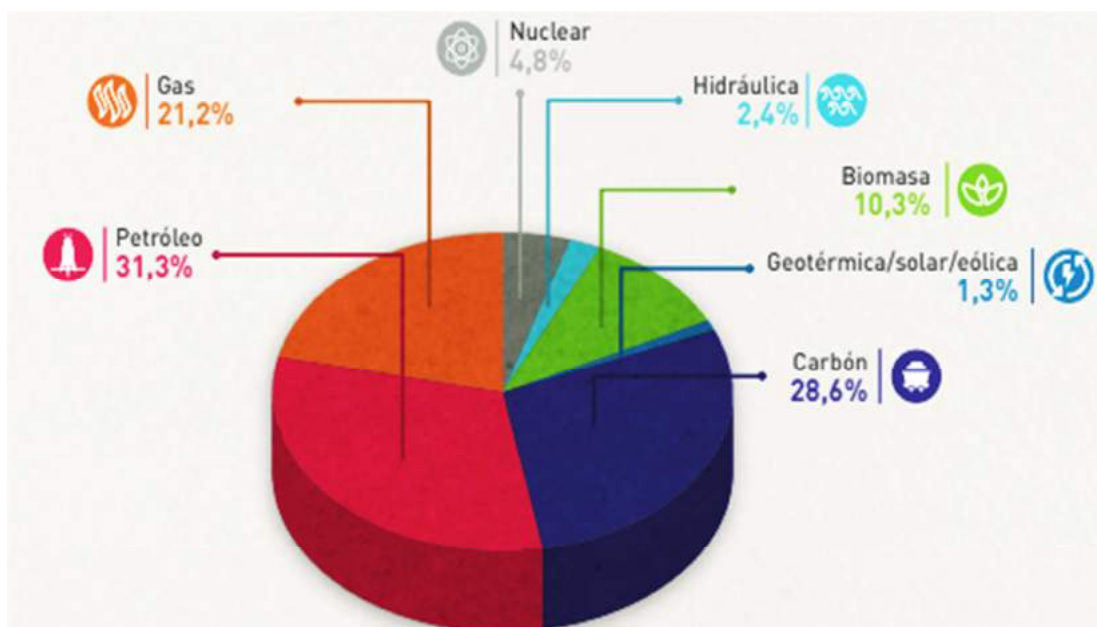


Para el caso del gas oil en particular, la disponibilidad fue de 13.316,83 kTEP, compuesto por 10.160,48 kTEP producidos en las refinerías nacionales y 3.337,08 kTEP de importación. Una parte del mismo se destinó a las centrales eléctricas como combustible (en gran medida como sustituto del gas natural) y el flujo más importante fue al sector transporte y agropecuario. Similar análisis puede hacerse de los otros productos de la refinación.

Matriz Energética Mundial Primaria

La Matriz Energética Mundial Primaria tiene un 81% de participación de combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas), un 5% nuclear y el 14% restante de energías renovables (hidráulica, biomasa, geotérmica, solar y eólica).

Matriz Energética Mundial Primaria

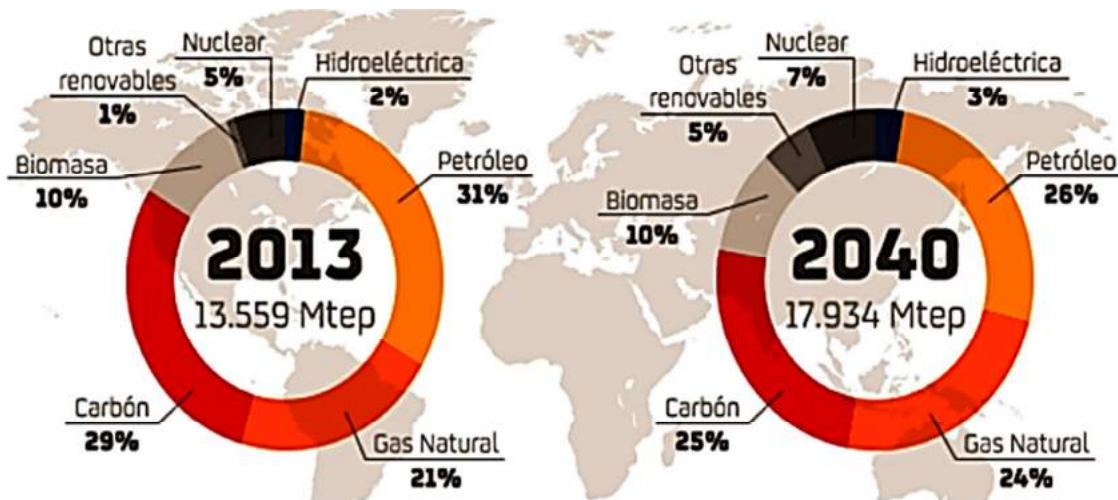


Fuente: International Energy Agency publicada por Fundación YPF (2014)

A pesar del enorme esfuerzo que el hombre y las naciones realizan día a día, para procurar producir y desarrollar nuevas tecnologías que le permitan acceder a fuentes de energías renovables y limpias, actualmente apenas alcanza una participación menor en la matriz energética mundial.

Al analizar la demanda mundial de energía primaria al año 2040 hecha por la International Energy Agency, vemos que las renovables elevarían su participación del 13% al 18% para ese año respecto a 2013.

Perspectivas de crecimiento de la demanda mundial de energía primaria



Fuente: International Energy Agency (WEO2013)

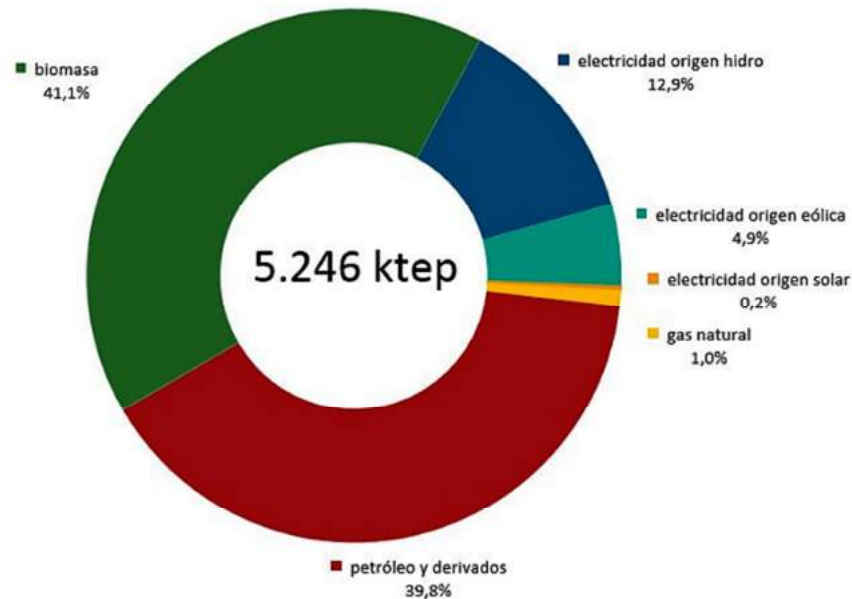
En fósiles, las principales diferencias se dan en la disminución del petróleo y carbón en 5 y 4% respectivamente y el incremento de la participación del gas natural en un 3%. Petróleo y gas en su conjunto (hidrocarburos), pasan de 52% al 50%, es decir, siguen teniendo una participación mayoritaria.

Las principales razones para que las energías renovables, con la tecnología actual, no tengan un desarrollo mayor radica en su característica intermitencia y a la dificultad para almacenar esa energía en su lugar de producción para transportarla luego hasta los centros de consumo.

Un caso interesante para analizar es el de Uruguay, que recientemente ha logrado cubrir todo su consumo eléctrico con energías renovables (eólica, hidroeléctrica, biomasa y solar). Sólo cuatro países en el mundo han logrado esta meta: Uruguay que se analiza más adelante; Costa Rica aprovechando recursos hidroeléctricos, geotérmico, solar y biomasa; Lesoto en África basándose en energía hidroeléctrica, e Islandia con la energía geotérmica de los volcanes (aportan el 66% de su energía primaria), complementado con la hidroeléctrica.

Sin duda Uruguay es un ejemplo a seguir por su gran esfuerzo en potenciar la generación de energía eléctrica a través de energías renovables.

Matriz Energética Primaria de Uruguay



Fuente: Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería de Uruguay (2016)

Su gran desarrollo en biomasa se debe a la cogeneración eléctrica con residuos en sus plantas de celulosa, pero aun así sigue dependiendo en cerca del 40% del petróleo, en su caso, totalmente importado por no contar con producción propia. Esta participación es difícil de bajar dado que el petróleo importado es procesado en sus refinerías y sus productos son utilizados en los sectores transporte, agropecuario e industria.

La tendencia mundial es migrar a las renovables, especialmente para la generación de energía eléctrica, pero por largo tiempo el mundo va a seguir necesitando de las fuentes fósiles para cubrir sus requerimientos energéticos.

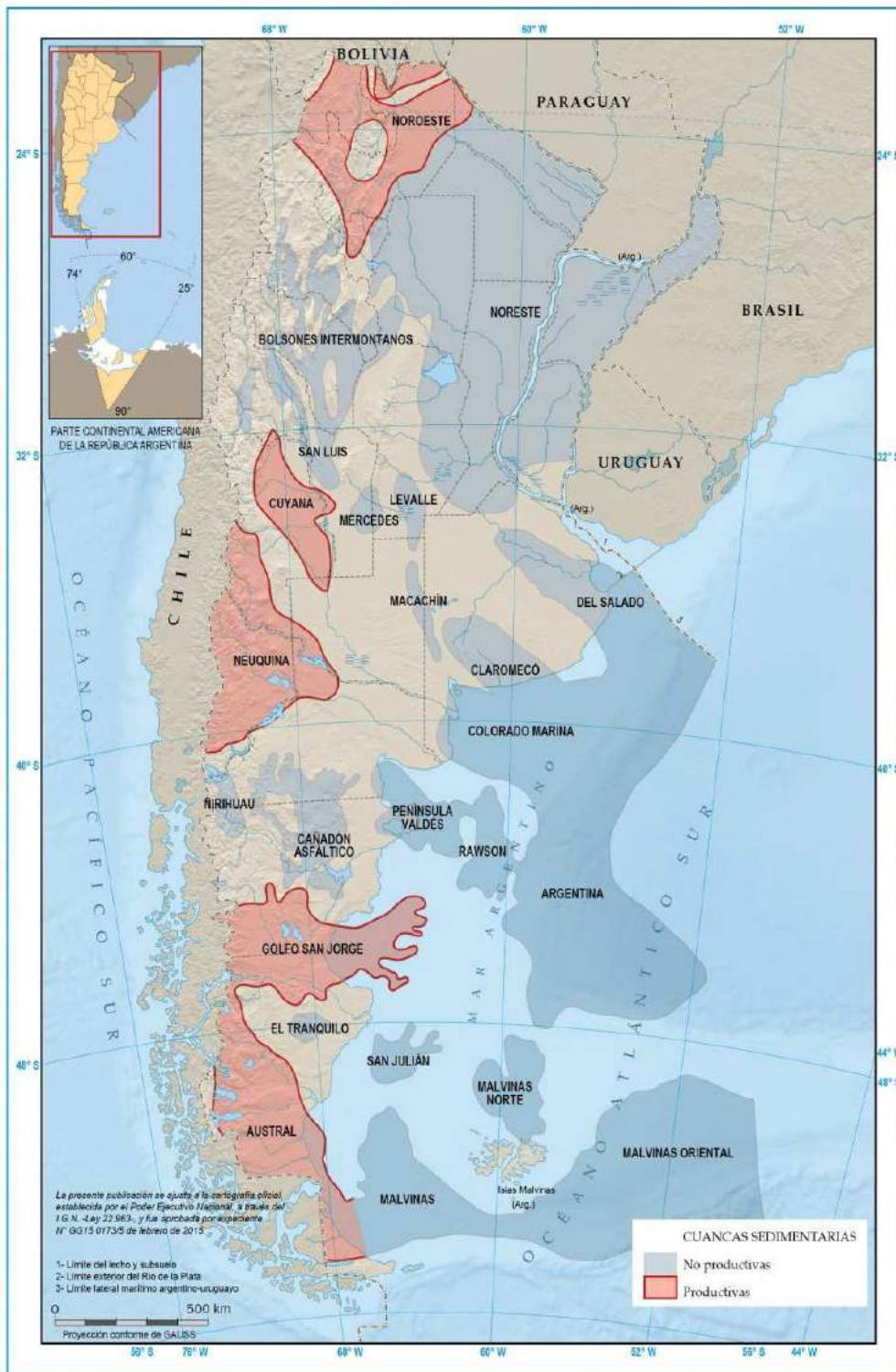
Hidrocarburos en Argentina

Los hidrocarburos son una fuente de energía indispensable para el desarrollo de nuestro país. Los productos derivados del petróleo tienen múltiples aplicaciones, desde su consumo como combustible a materiales diversos derivados de la industria petroquímica utilizados ampliamente en la industria en general.

El 64% de la energía eléctrica producida en Argentina es energía térmica, generada principalmente con gas y en menores proporciones con gas oil y diesel oil, prácticamente no se genera con carbón.

La República Argentina cuenta con 19 cuencas sedimentarias que cubren una superficie total de aproximadamente 1.750.000 km², de las cuales cinco (Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral) producen actualmente hidrocarburos.

Cuencas sedimentarias de la República Argentina

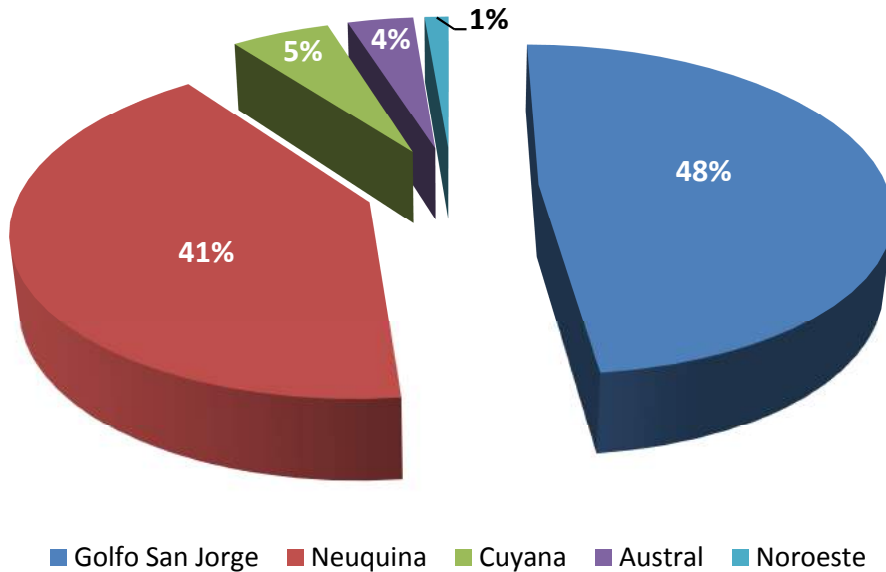


Fuente: <http://energiasdemipais.educ.ar> - Fundación YPF y portal educ.ar, Ministerio de Educación de la Nación (2016)

Las cuencas Neuquina y Golfo de San Jorge son las más importantes del país, ya que contienen el 75% del total de las reservas comprobadas. La Cuenca Golfo de San Jorge aporta el 48% del

total de la producción petrolera argentina, mientras que la Cuenca Neuquina aporta un 41%, en total suman el 89% de la producción de crudo total.

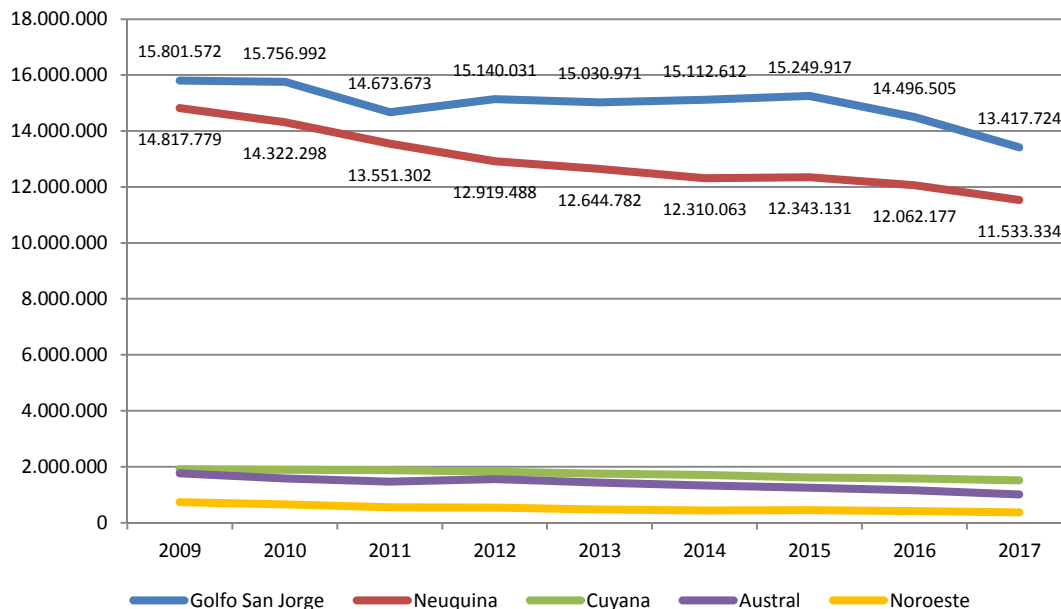
Producción de petróleo por cuenca



Fuente: Datos del Ministerio de Energía de la Nación (2017)

Si se analiza el comportamiento de la producción de cada cuenca en los últimos años, se puede apreciar una tendencia declinante en todas ellas.

Producción histórica anual de petróleo por cuenca en m³



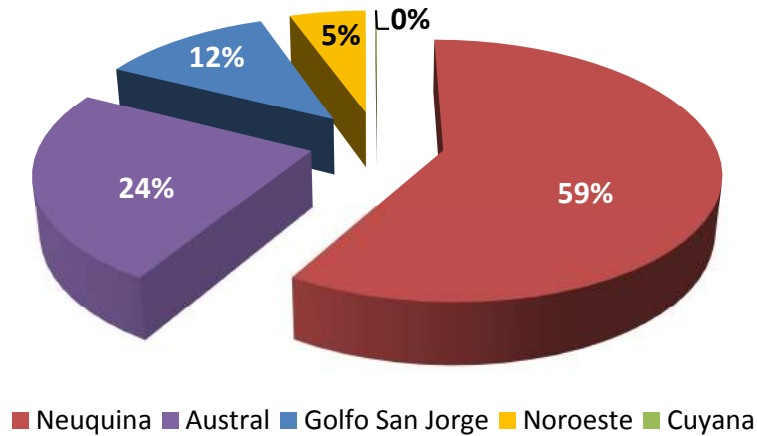
Fuente: Datos del Ministerio de Energía de la Nación (2017)

Confirmando esta tendencia, un informe del Instituto Argentino de Energía “Enrique Mosconi” de mayo de 2018, indica que la producción acumulada de petróleo durante los últimos doce

meses fue un 3,4% inferior a la de igual periodo del año anterior (de abril de 2017 a abril de 2018).

Respecto al gas, la Cuenca Neuquina aporta el 59% de lo producido a nivel nacional y logró revertir la caída que tenía hasta el año 2013 gracias a la producción de shale gas, especialmente de la formación Vaca Muerta.

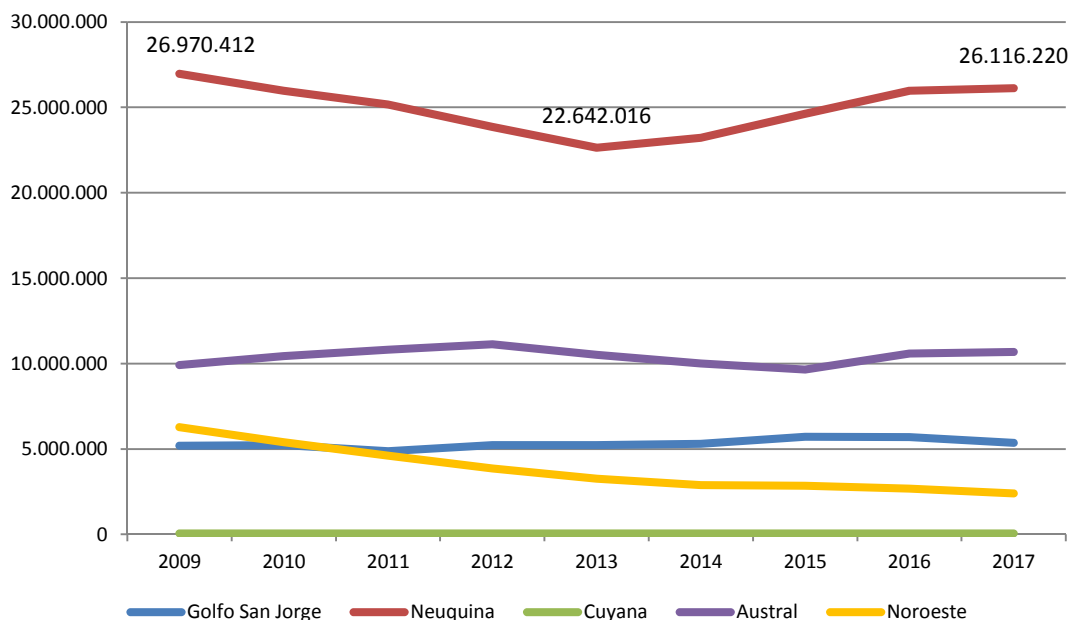
Producción de gas por cuenca



Fuente: Datos del Ministerio de Energía de la Nación (2017)

Si se analiza el comportamiento de la producción de gas en cada cuenca en los últimos años, se puede apreciar una tendencia declinante hasta el año 2014, con alguna recuperación hasta el presente. El aporte de la cuenca Cuyana es despreciable en la producción nacional.

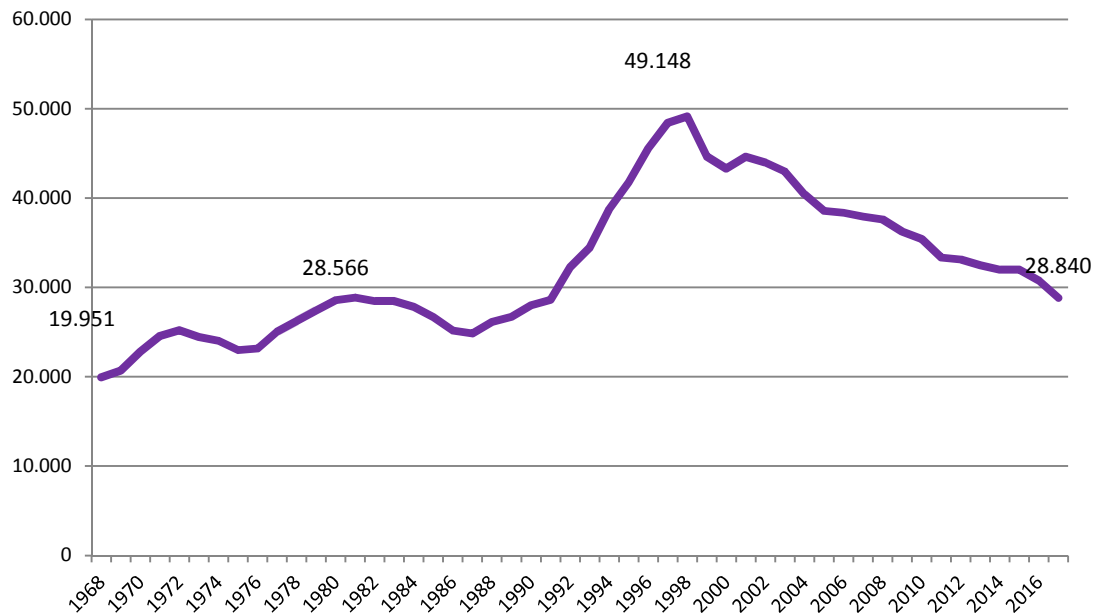
Producción histórica anual de gas por cuenca en miles de m³



Fuente: Datos del Ministerio de Energía de la Nación (2017)

Analizando el petróleo producido en el país en los últimos 50 años, vemos que la Argentina tuvo una época de crecimiento sostenido hasta el año 1998, donde se alcanzó el máximo de 49,1 millones de m³. Las reservas en ese momento alcanzaban a los 14 años.

Producción histórica anual de petróleo en miles de m³



Fuente: Datos del Ministerio de Energía de la Nación (2017)

El pico en la producción de petróleo alcanzado en 1998 fue cayendo año tras año, debido fundamentalmente a la caída de producción natural de los yacimientos maduros y a la falta de descubrimientos en nuevas zonas productivas.

Conviene aquí introducir el concepto de la teoría del pico del petróleo (peak oil). El Cenit Petrolero o peak oil es como se llama al punto de máxima producción de petróleo, el cual puede corresponder a un yacimiento, a un país o a la producción global de crudo. Según la teoría desarrollada por el geólogo norteamericano M King Hubbert, este punto se alcanza cuando se consumen la mitad de las reservas. Al llegar al peak oil, la producción llega a su máximo y entra en una meseta, para luego comenzar a declinar.

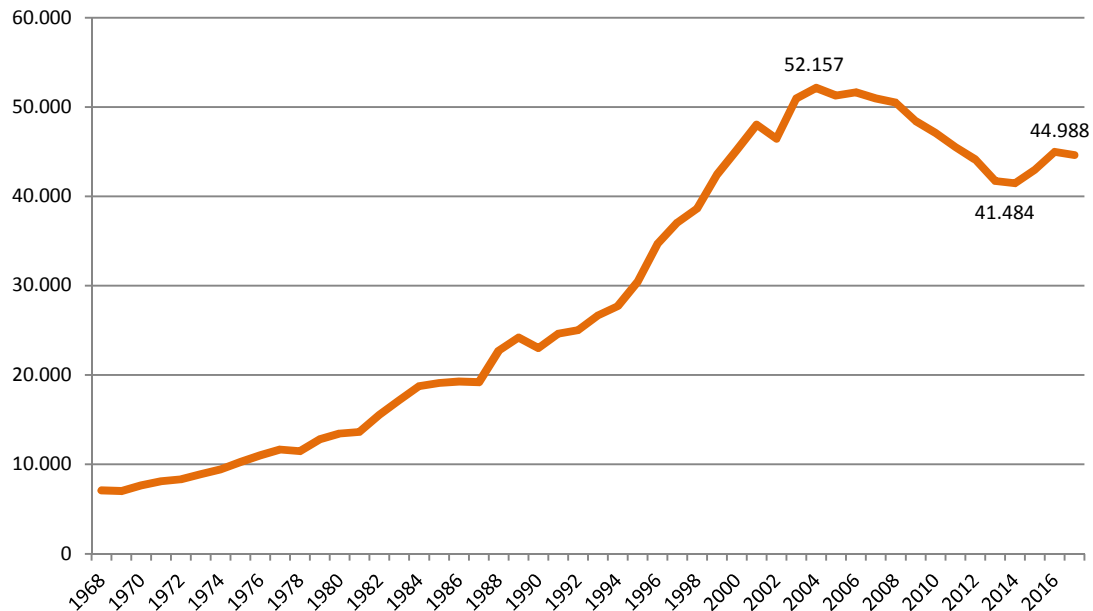
El Cenit Petrolero no significa el agotamiento del petróleo, pero cuando ocurre a nivel mundial, define un punto de inflexión que nos introduce en la segunda fase de la era del petróleo. Esta capacidad máxima se debe contrastar con el consumo, que define el flujo de crudo que nuestra civilización necesita para funcionar. Aunque la relación producción/reservas sea alta, si la capacidad de producción no alcanza a satisfacer la demanda de manera permanente, se está ante una situación de crisis energética (CEEPYS; 2017).

Según varios especialistas internacionales, Argentina ha alcanzado el peak oil de petróleo convencional en 1998. Es decir que está condenada por la geología a producir cada vez menos petróleo, aunque se aumenten las inversiones. El agotamiento de las reservas no es sólo un problema de nuestro país. Los países en crecimiento necesitan cada vez más energía para

abastecer su desarrollo. Por ello se ven obligados a importar energía cada vez más cara, lo cual puede generar un freno a ese crecimiento (CEEPYS; 2017).

Para el caso del gas, este punto de máxima se sitúa en 2005, con las mismas consideraciones que para el crudo, excepto que en los últimos años se ha podido revertir la caída por la explotación de hidrocarburos no convencionales, especialmente en la formación Vaca Muerta.

Producción histórica de gas en millones de m³



Fuente: Datos del Ministerio de Energía de la Nación (2017)

Según un informe del Instituto Argentino de Energía “Enrique Mosconi” de mayo de 2018, la producción acumulada de gas durante los últimos doce meses aumentó el 0,5% considerando igual periodo del año anterior (de abril de 2017 a abril de 2018). El mismo informe detalla que la producción de gas natural no convencional aumentó el 21,5% en el acumulado de los últimos doce meses a marzo de 2018, según los datos del MINEM (capítulo IV).

Producción de gas no convencional en millones de m³

Producción de gas no convencional						
	mar-18	mar-17	Acumulado año móvil	Acumulado año móvil anterior	% i.a	Variación año móvil
Producción de gas No Convencional	1.273	930	12.385	10.197	↑ 36,8%	↑ 21,5%
Shale	400	179	2.839	1.756	↑ 123,3%	↑ 61,7%
Tight	873	751	9.546	8.441	↑ 16,2%	↑ 13,1%

Fuente: Instituto Argentino de Energía, datos del Ministerio de Energía de la Nación (2018)

En la actualidad el aporte mayor a la producción de gas no convencional lo hace el tight con 873 millones de m³ contra 400 millones de m³ del shale, pero el crecimiento interanual de este último es notablemente superior (61,7% vs. 13,1%).

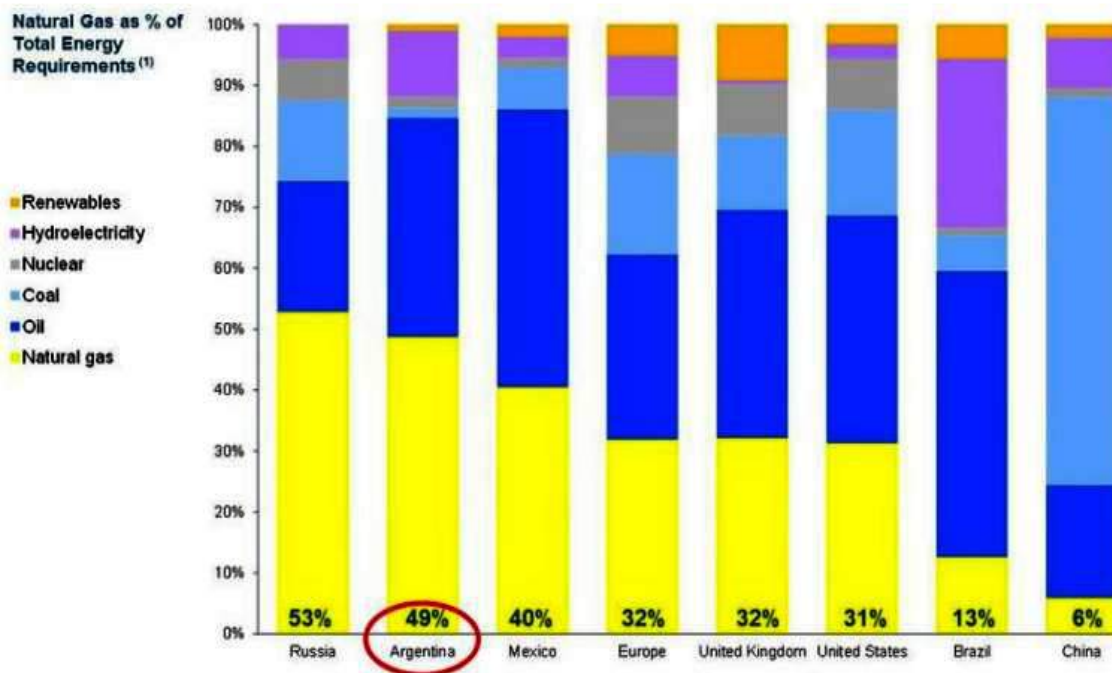
La producción de gas no convencional de la cuenca Neuquina es beneficiaria de subsidios a la producción incremental según la resolución 46/2017 del MINEM. Los proyectos incluidos en este programa de incentivos reciben un precio de 7,5 USD/ MMBTU (7,5 dólares por millón de BTU, British Thermal Unit) a la producción incremental, esto significa que se les otorga un subsidio de alrededor de 3 USD/ MMBTU puesto que la oferta recibió un precio de 4,45 USD/ MMBTU en enero de 2018 (IAE - Marzo de 2018).

El nivel de reservas actual en el país es de aproximadamente 374 millones de metros cúbicos de petróleo y 315 mil millones de metros cúbicos de gas. Con el nivel de producción actual, podríamos decir que Argentina contaría con petróleo para diez años y ocho años para el caso del gas, todo esto si no encontramos nuevos recursos.

Las reservas probadas nacionales de petróleo y gas natural en el año 2016 han descendido con respecto al año 2015. Las reservas de petróleo han caído un -9.51% y las de gas natural un -3.98%.

Después de Rusia, Argentina es el país con mayor uso de gas natural en el mundo.

Porcentaje de gas natural consumido respecto a otras energías



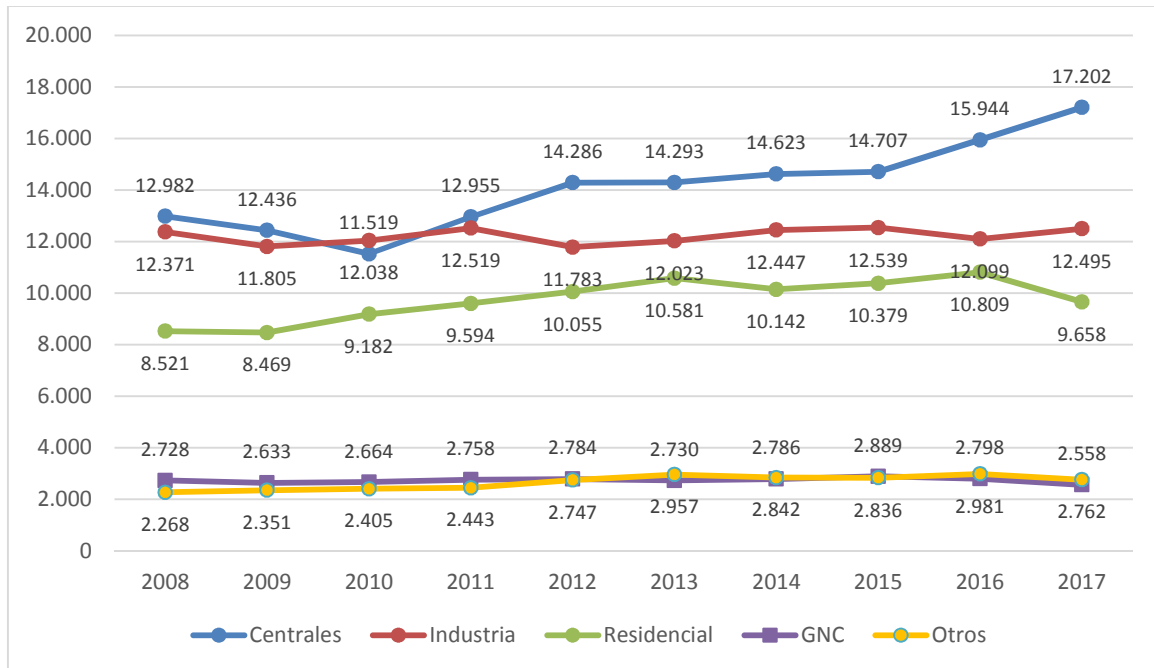
Fuente: Oficina de Información Energética de EEUU, Paper NG 113 (2015)

El consumo de gas está siendo cubierto de la siguiente manera: 70% de producción local, 12% mediante la importación de gas natural licuado (GNL) por barcos, 12% de importación desde Bolivia y el 6% restante se sustituye por consumos de combustibles líquidos a un precio promedio el doble del GNL y el triple del que se paga a los productores locales.

Este incremento en el consumo ha sido cubierto principalmente por importaciones de gas denominado GNL (Gas Natural Licuado).

El consumo de gas en Argentina ha ido creciendo en forma sostenida en la última década. A continuación, se grafica dicha tendencia.

Consumo de gas a 9300 kcal en millones de m³



Fuente: ENARGAS (2017)

El consumo de gas natural en centrales de generación eléctrica ha tenido un crecimiento constante por la necesidad de una mayor generación eléctrica, pero en especial como reemplazo de combustibles líquidos más caros y contaminantes. Las centrales eléctricas incrementaron su consumo de gas en un 32% a lo largo de la década y un 10% si se analiza 2017 vs 2016.

Consumo de combustibles para la generación eléctrica

Consumo de combustibles por tipo						
	abr-18	abr-17	Media año móvil	Media año móvil anterior	Var. % i.a.	Var. % año móvil
Gas Natural (Dam3)	1.658.334	1.415.177	1.477.605	1.320.140	↑ 17,2%	↑ 11,9%
Fuel oil (Tn)	5.041	109.813	63.907	204.007	↓ -95,4%	↓ -68,7%
Gas Oil (m3)	22.198	16.989	112.063	189.487	↑ 30,7%	↓ -40,9%
Carbón Mineral (Tn)	32.567	93.018	56.106	64.969	↓ -65,0%	↓ -13,6%
Biodiesel (Tn)	0	0	0	16	-	-

Fuente: Instituto Argentino de Energía con datos de CAMMESA (2017)

A su vez, el incremento de consumo de gas para la generación eléctrica en el período abril 2018/abril 2017 fue del 11,9% en detrimento de los otros combustibles que decrecieron significativamente. El incremento del consumo de gas natural en las centrales de generación eléctrica permite mejorar la matriz de generación eléctrica, sustituyendo a los combustibles líquidos (gas oil y fuel oil) que tienen mayores emisiones (+20% para gas oil y +36% para el fuel oil) y mayor costo por MWh de generación.

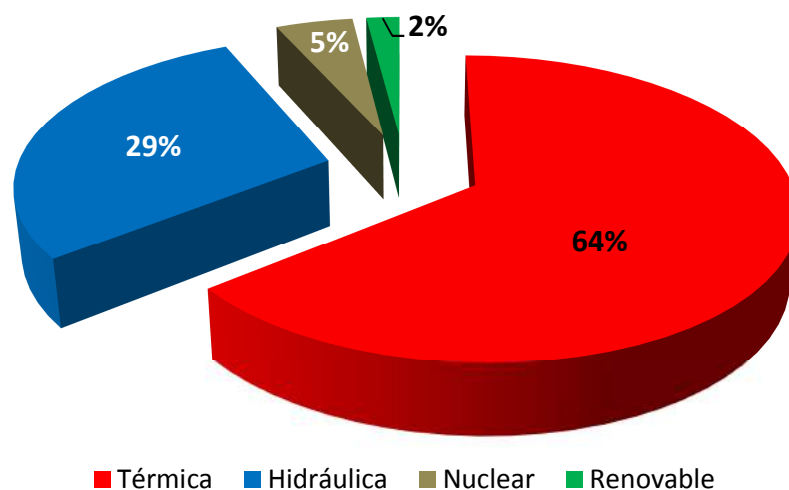
La industria es el otro consumidor importante de gas natural y sus valores se han mantenido constantes en el período analizado de los últimos 10 años.

Para el caso del consumo residencial, el incentivo a mayor consumo se ha visto favorecido por los altos subsidios de precios al consumidor. La reducción de estos subsidios ha generado una caída en el consumo en el período 2016-2017.

Los combustibles fósiles son una fuente muy importante en la generación eléctrica con una participación actual del 64%, esto puede verse en el siguiente gráfico correspondiente a marzo de 2018.

Respecto a años anteriores, las energías renovables han comenzado a formar parte de la matriz de generación eléctrica, que en marzo de 2018 llegan a una participación del 2%, estando en constante crecimiento.

Tipo de generación eléctrica



Fuente: Informe mensual de CAMMESA (2018)

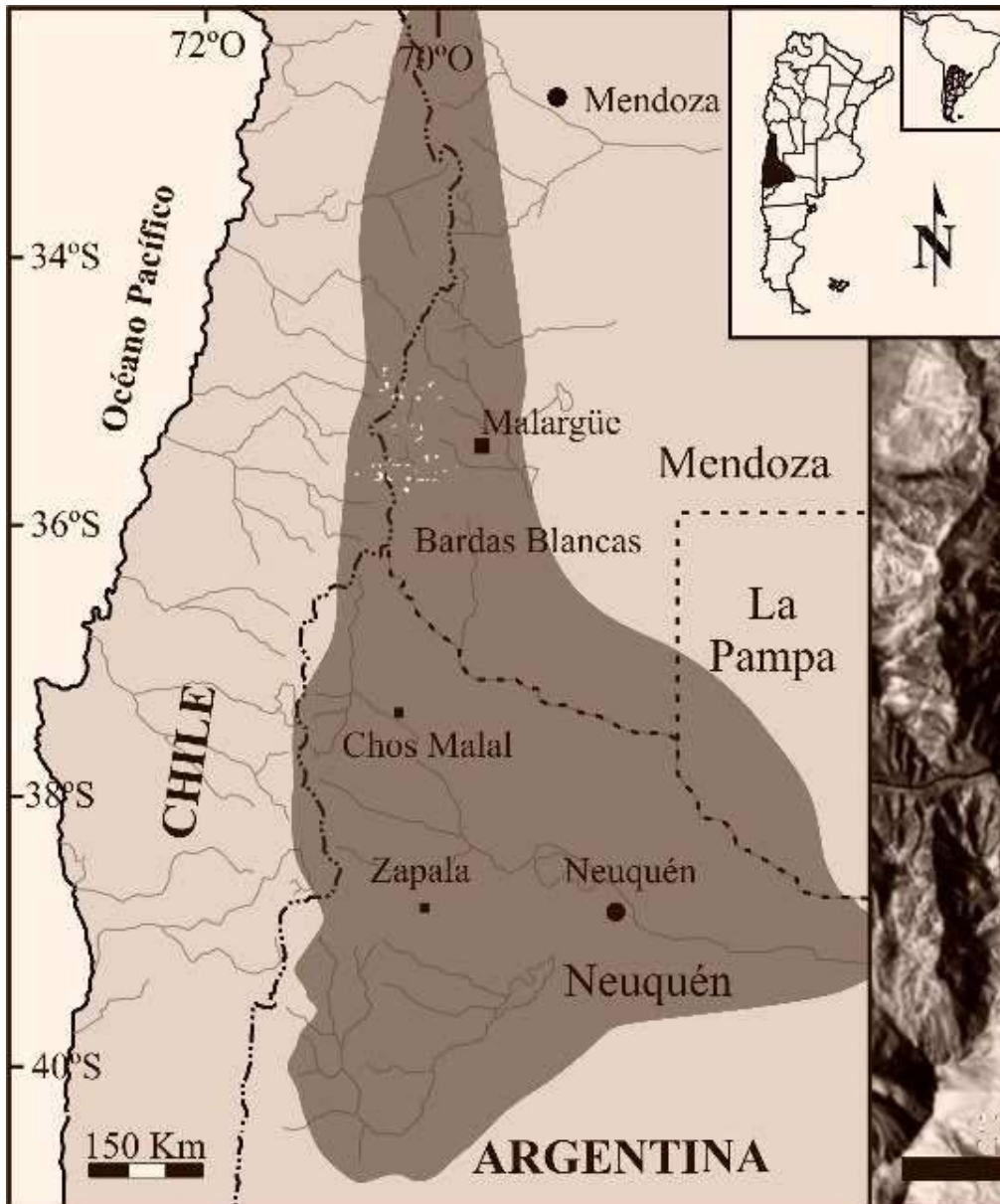
Renovable incluye: Eólica, Solar, BioGas, BioMasa e Hidráulicas menores a 50 MW

Potencial de los hidrocarburos no convencionales

El creciente consumo de gas debe ser cubierto mediante la importación, pero la reciente explotación de recursos no convencionales de gas y petróleo, conocidos como shale gas y shale oil, abre un nuevo panorama energético para nuestro país.

Además de los yacimientos de hidrocarburos convencionales, una parte importante de la Formación Vaca Muerta (aproximadamente 6.000 km²) se encuentra en el Departamento de Malargüe, Mendoza. La extensión total de la Formación Vaca Muerta es de unos 30.000 km² compartidos por las provincias de Neuquén, Mendoza, Río Negro y La Pampa.

Yacimiento Vaca Muerta



Fuente: <http://vacamuertainfo.com> (2018)

Estos recursos se encuentran fundamentalmente en la Cuenca Neuquina, allí encontramos la Formación Vaca Muerta, que es una de las formaciones de shale más promisorias del mundo. El desarrollo completo de estos recursos permitiría multiplicar las actuales reservas de petróleo por nueve y las de gas por treinta y esto podría asegurarle al país recuperar el autoabastecimiento de hidrocarburos de manera sostenida y podrían posicionar a la Argentina como un gran protagonista en el mercado global de gas.

En el pasado, nuestro país exportaba gas a los países vecinos, gas natural especialmente a Chile y gas licuado a otros países limítrofes. Hoy es importador de gas natural, tanto desde Bolivia a través de gasoductos como de GNL mediante barcos, pero la expectativa del shale hace que se esté pensando en reactivar los gasoductos existentes para volver a exportar gas en el corto plazo a Chile, especialmente durante el verano, cuando el consumo doméstico desciende significativamente.

Según informes del Centro de Estudios de Energía, Política y Sociedad (CEEPYS), www.ceepys.org.ar, en su artículo sobre Shale & Recursos No Convencionales, indican los países con recursos de shale gas técnicamente recuperables

Principales países con recursos de shale gas técnicamente recuperables

Principales países con recursos de Shale gas técnicamente recuperables				
País	Ranking Shale	Recursos Shale Técnicamente recuperables (BPC)	Ranking reservas convencionales	Reservas probadas (BPC)
China	1	1.115	13	124,2
Argentina	2	802	35	11,7
Algeria	3	707	10	159
USA	4	665	4	334
Canadá	5	573	20	68,2
México	6	545	30	17,2
Australia	7	437	27	43
Sudáfrica	8	390	72	0,5
Rusia	9	285	1	1700
Brasil	10	245	32	14
TOTAL DEL MUNDO		7.299		6379.6

BPC: Billones de pies cúbicos

Fuente: : EIA y OPEP
Elaboración: CEEPYS

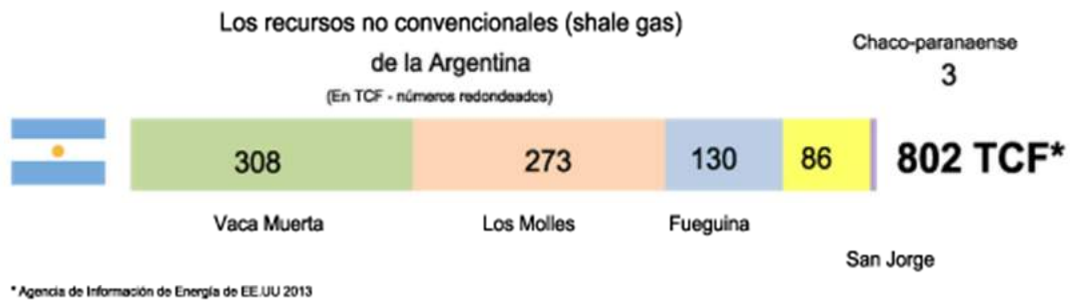
Fuente: CEEPYS, www.ceepys.org.ar, Informe de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA) (2013)

Como comentario del gráfico destacan la importancia que tiene el desarrollo del shale en el futuro energético mundial, esto se debe a que las reservas de shale gas son mayores incluso que las de gas convencional en todos los países.

Para el caso de Argentina en particular que ocupa el 2º lugar en esta lista, es el país que más aumentaría sus reservas, aproximadamente 68 veces con respecto a sus reservas probadas de gas convencional. China lo haría 9 veces, Argelia 4 veces y EEUU 2 veces, por nombrar sólo los primeros.

Estos 802 trillones de pies cúbicos de recursos de shale gas en nuestro país, provienen de las siguientes formaciones:

Recursos de shale gas, aporte de cada formación



Fuente: IAPG, <http://www.shaleenargentina.com.ar/oportunidad-shale>

En el caso del shale oil (petróleo), Argentina estaría ocupando el cuarto lugar mundial por sus recursos técnicamente recuperables.

Principales países con recursos de shale oil técnicamente recuperables

País	Ranking Shale	Recursos Shale Técnicamente recuperables (BBL)	Ranking reservas convencionales	Reservas probadas (BBL)
Rusia	1	75	9	80
USA	2	58	14	26,5
China	3	32	15	25,5
Argentina	4	27	31	2,8
Libia	5	26	10	48
Australia	6	18	37	1,4
Venezuela	7	13	1	297,5
México	8	13	18	10,2
Pakistán	9	9	51	0,3
Canadá	10	9	3	173,1
TOTAL DEL MUNDO		345		1.467

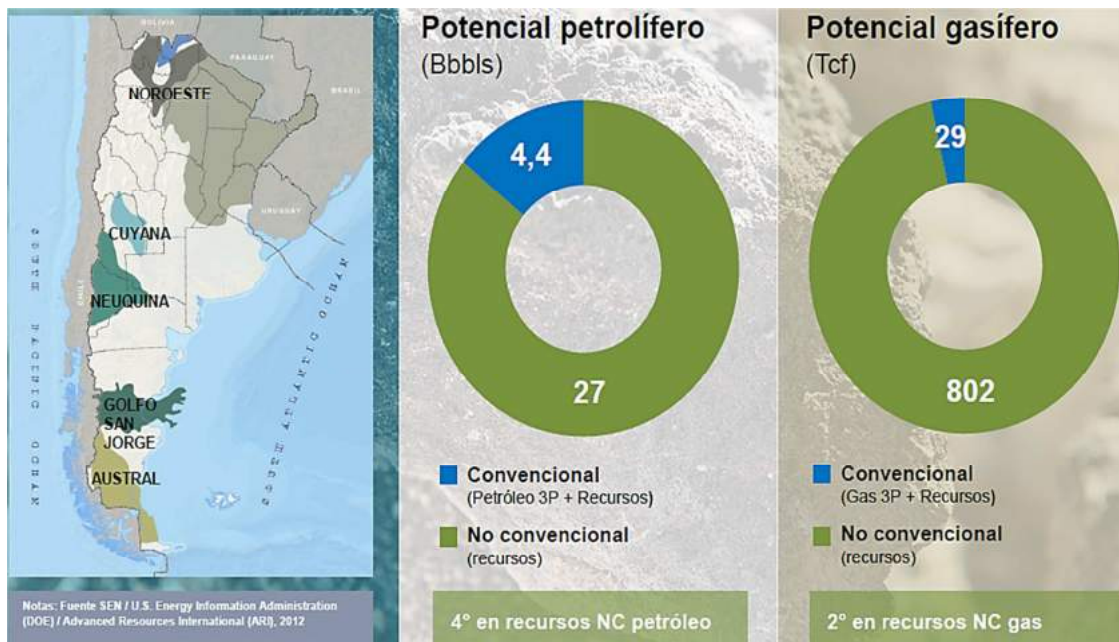
BBL: Miles de millones de barriles

Fuente: EIA y OPEP
Elaboración: CEEPYS

Fuente: CEEPYS, www.ceepys.org.ar, Informe de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA) (2013)

Si bien en este caso el incremento de reservas no es tan significativo como en el caso del gas, Argentina aumentaría sus reservas probadas de crudo en casi 10 veces las convencionales.

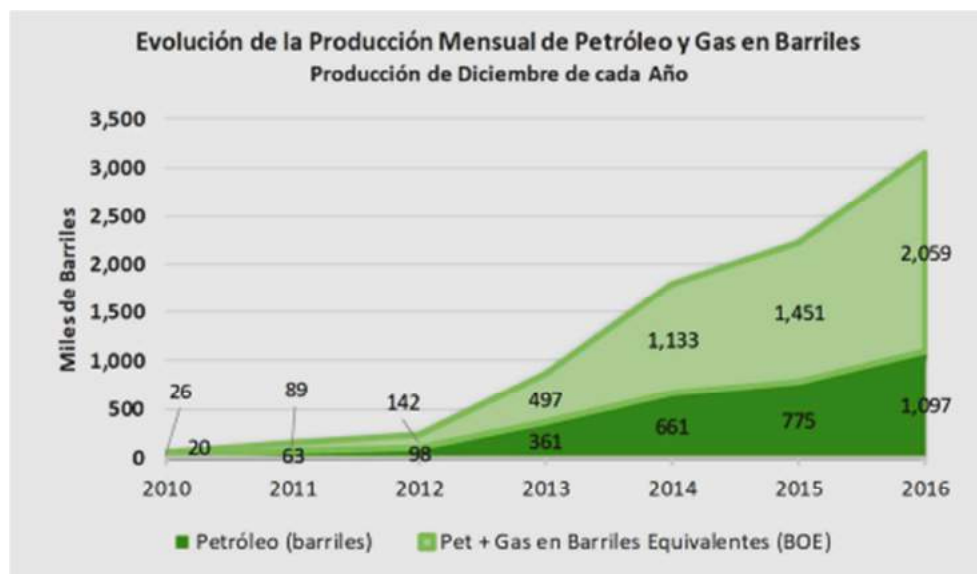
Reservas No Convencionales de Argentina



Fuente: YPF - Foro de la Industria de Hidrocarburos (2013)

Un informe publicado por la Administración de Información Energética (EIA) del Departamento de Energía de Estados Unidos confirma que la Argentina ocupa el segundo lugar en el mundo en recursos no convencionales en gas y el cuarto en petróleo. Esto permitiría garantizar el autoabastecimiento energético por al menos los próximos 50 años.

Al analizar la producción de hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta, se puede apreciar un crecimiento sostenido desde 2012 tanto en petróleo como en gas.

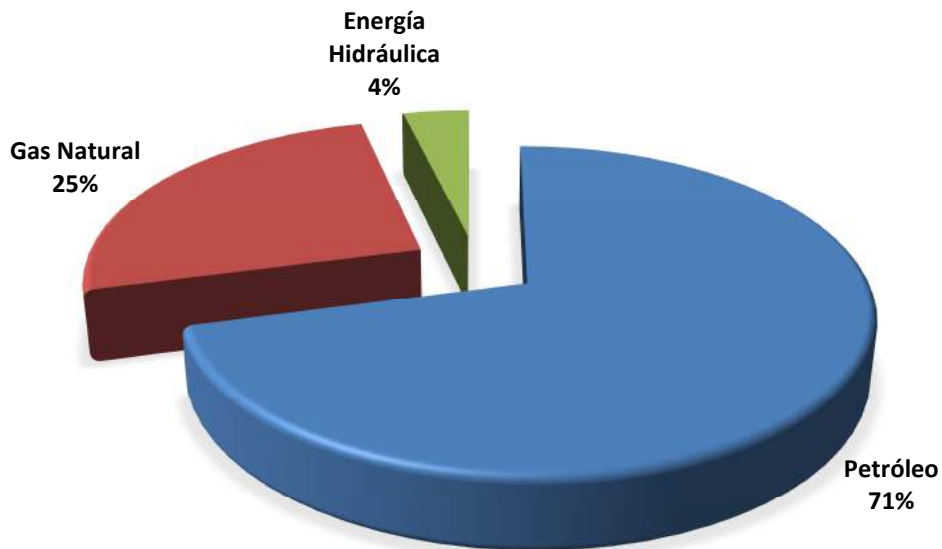


Fuente: Estadísticas Petroleras de Vaca Muerta, Rumbo Energético (setiembre 2017)

Balance energético provincial

El Balance energético tiene por objetivo conocer la estructura del sector energético nacional y de cada provincia en particular, lo cual permite conocer y analizar la evolución de la estructura del sector.

Balance energético de Mendoza



Fuente: Datos del Ministerio de Energía de la Nación (2017)

Estos balances se elaboran considerando la información de oferta y demanda de los recursos energéticos de la provincia. En la siguiente tabla se muestra el Balance Energético Provincial del año 2016, último publicado por el Ministerio de Energía de la Nación, no se muestran las últimas columnas correspondientes a los consumos finales residencial, comercial, transporte, agropecuario e industria.

Balace Energético de la Provincia de Mendoza

BALANCE ENERGÉTICO

MENDOZA

AÑO 2016 - REVISIÓN 0

UNIDADES: miles de TEP	PRODUCCION	IMPORTACION	VARIACION DE STOCK	EXPORTACION Y BUNKER	INTERCAMBIOS PROVINCIALES	NO APROVECHADO	PERDIDAS	AJUSTES	OFERTA INTERNA	CENTRALES ELECTRICAS	AUTOGENERADOR	PLANTA TRATAMIENTO DE GAS	REFINERIAS	CONSUMO PROPIO	CONSUMO FINAL
FORMAS DE ENERGÍA	OFERTA								TRANSFORMACION						
Energía Hidráulica	292						-3		289	-289					
Gas Natural de Pozo	1976					0	-449		1527						
Petróleo	4052				1461				5513			-1055	-5513	-472	
Carbón Mineral															
Leña	1								1						1
Energía Eólico															
Energía Solar															
Otros Primarios															
TOTAL PRIMARIO	6321	0	0	0	1461	0	-452	0	7330	-289	0	-1055	-5513	-472	1
Energía Eléctrica	512				149		-85		576	498	14			-13	563
Gas Distribuido por Redes	980	225			432		-90		1547	-517	-33	980			997
Gas de Refinería	260				-16				244				260	-244	
Gas Licuado	202				-159				43				202		43
Gasolina Natural	75								75		75		-75		
Otras Naftas	150				-146				4				150		4
Motonafta Total	1352				-1117				235				1352		235
Kerosene y Aerokerosene	191				-190				1				191		1
Diesel Oil + Gas Oil	3313				-2844				469	-17			3313		452
Fuel Oil	13				173				186	-159			13	-27	
No Energético															
Coque															
Bioetanol					138				138				-138		
Biodiesel					384				384				-384		
TOTAL SECUNDARIO	7048	225	0	0	-3196	0	-175	0	3902	-693	-33	0	-597	-284	2295

Fuente: Ministerio de Energía de la Nación (2016)

Las unidades se expresan en miles de toneladas equivalentes de petróleo (kTEP) con el fin de poder comparar las distintas fuentes y consumos.

Se entiende por energía primaria a las distintas fuentes de energía en el estado que se extrae o captura de la Naturaleza. Sea en forma directa, como en el caso de la energía hidráulica, eólica, solar, etc., o después de un proceso de extracción como es el caso del petróleo o la leña.

Energía secundaria son las diferentes fuentes energéticas no presentes en la naturaleza como tales, que se obtienen de procesos de transformación de energías primarias o secundarias con el objeto de disponer de energéticos en condiciones aptas para el consumo.

La energía primaria de Mendoza proviene principalmente de energía hidráulica, gas natural y petróleo, al que se suman "importaciones" de petróleo de otras provincias (en nuestro caso Neuquén) y al restar las pérdidas queda una oferta interna para 2016 de 7.330 kTEP. Esta oferta de energía primaria se transforma en las centrales eléctricas, plantas de tratamiento de gas, refinerías y consumo propio.

Al analizar la energía secundaria resulta que Mendoza es productora de energía eléctrica, pero debió recurrir a "importaciones" de otras provincias para cubrir su consumo propio. Similar situación se ha dado para el gas natural. A su vez es fuerte "exportadora" de productos

refinados del petróleo a otras provincias elaborados en la Refinería Luján de Cuyo, excepto en bioetanol y biodiesel que ha tenido que ingresarlos a la provincia para la mezcla obligatoria con combustibles que en 2016 se subió al 12% para naftas y 10% para gas oil.

Hidrocarburos en Mendoza

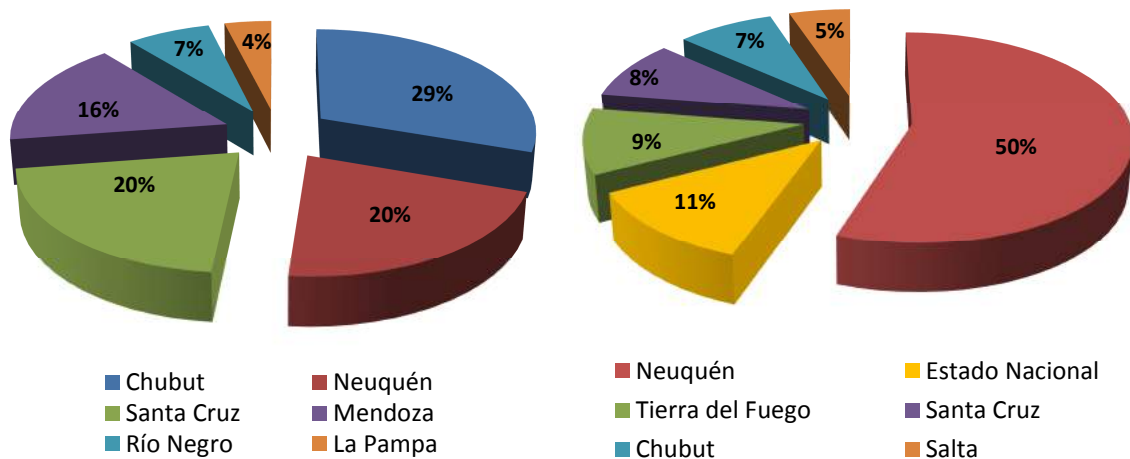
La Provincia de Mendoza es la 4° provincia productora de petróleo del país, representando un 16% del total de crudo producido.

Mendoza posee una importante historia extractiva, iniciada a fines del siglo XIX con la Compañía Mendocina Explotadora de Petróleo que realizó trabajos de perforación y explotación en Cacheuta, posiblemente la más antigua explotación de este mineral en el país.

La tabla siguiente muestra las principales provincias productoras de petróleo y gas y la participación de las más relevantes para cada hidrocarburo:

Producción por provincias (2017)

Provincia	Crudo (m3)	Provincia	Gas (miles m3)
Chubut	8.136.819	Neuquén	5.671.440
Neuquén	5.687.680	Estado Nacional	1.226.753
Santa Cruz	5.684.706	Tierra del Fuego	1.030.781
Mendoza	4.392.721	Santa Cruz	931.630
Río Negro	1.899.556	Chubut	843.379
La Pampa	1.058.775	Salta	529.623
Tierra del Fuego	402.462	Río Negro	481.258
Salta	260.284	Mendoza	444.576
Estado Nacional	198.221	La Pampa	86.527
Formosa	92.956	Formosa	5.764
Jujuy	12.922	Jujuy	298
TOTAL	27.827.102	TOTAL	11.252.029

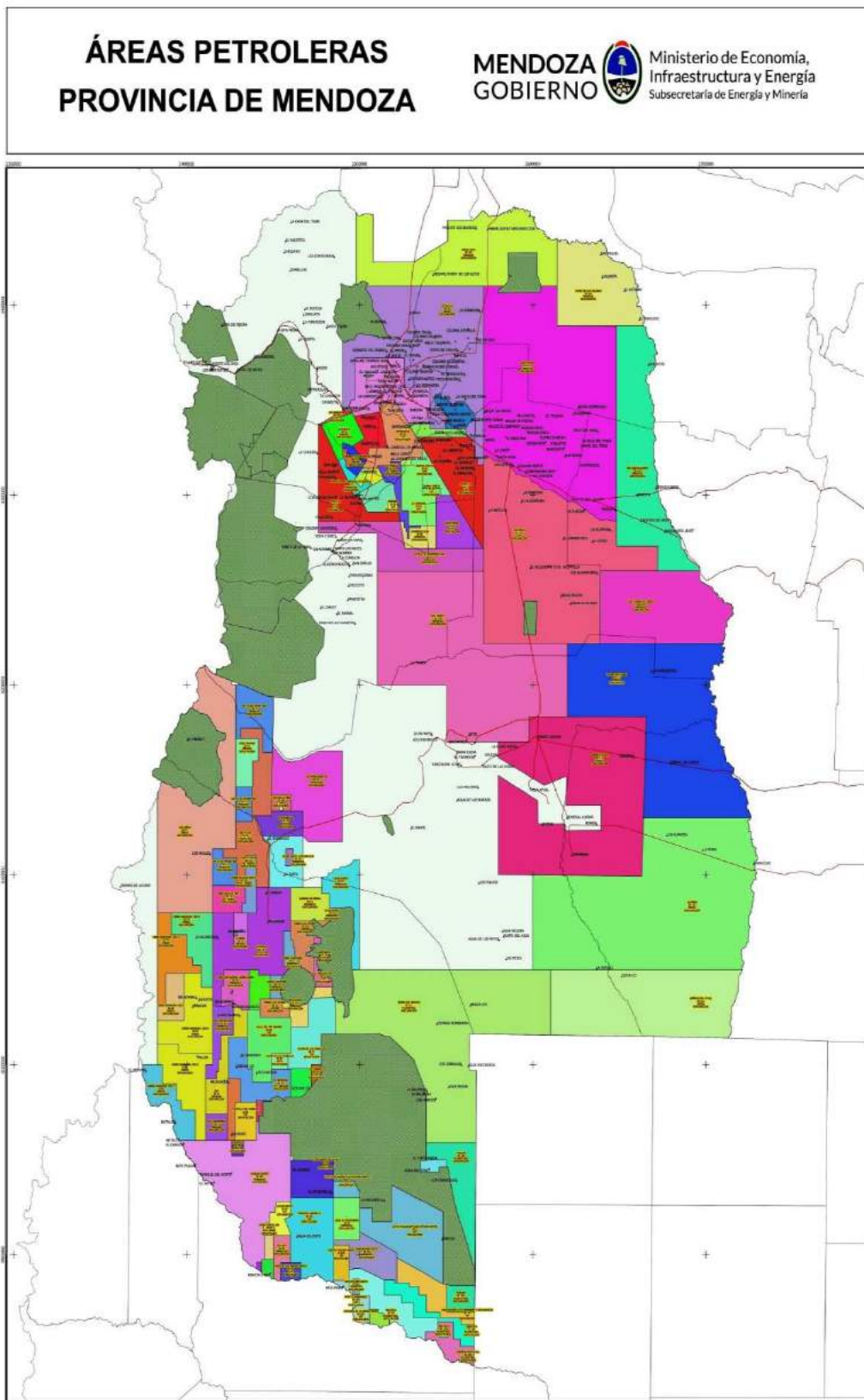


Fuente: Datos del Ministerio de Energía de la Nación (2017)

En la Provincia de Mendoza se encuentran dos cuencas hidrocarburíferas: la Cuenca Cuyana situada al Centro Norte y la Cuenca Neuquina al Sur. Esta última la comparte con las provincias de Neuquén, La Pampa y Río Negro.

La Dirección de Hidrocarburos de la provincia tiene definido áreas petroleras en todo el territorio provincial.

Áreas petroleras de la Provincia de Mendoza

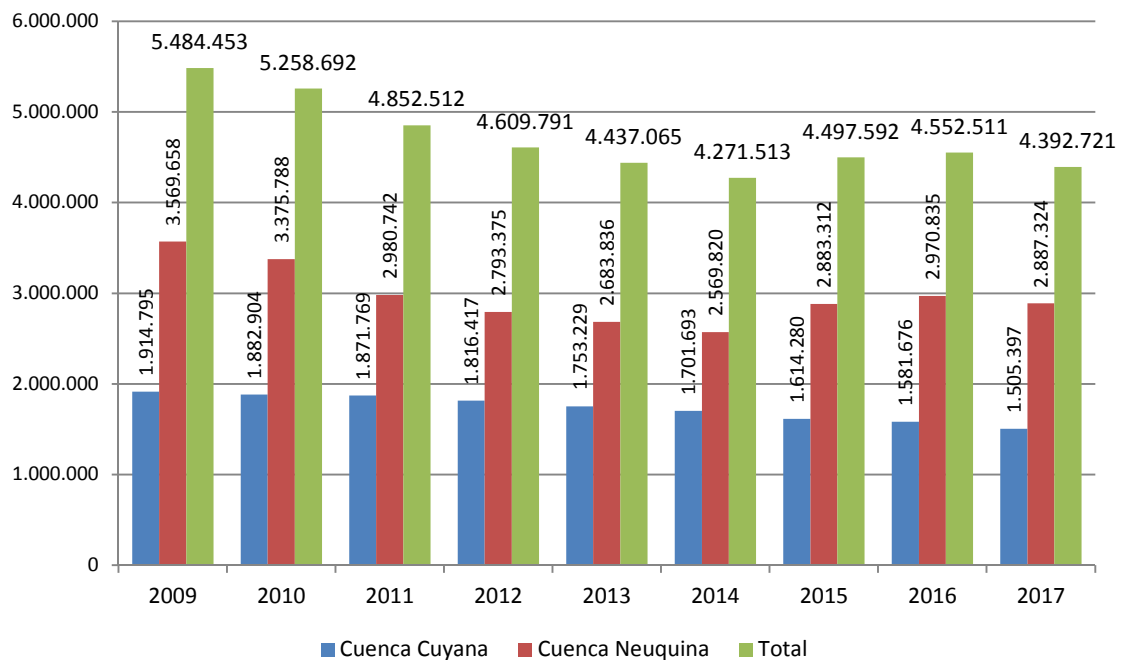


Fuente: Dirección de Hidrocarburos de Mendoza (2017)

En la provincia se encuentran la mayoría de las empresas operadoras del sector, tanto en actividades exploradoras como extractivas.

La producción anual de petróleo crudo en Mendoza tuvo su máximo en el año 2008, superando los 5.800.000 m³; a partir de allí presentó una caída anual del orden del 4% en promedio. Esta tendencia se ha revertido en 2015 y 2016, soportada en su mayor parte por el incremento de producción de YPF en los yacimientos de la Cuenca Neuquina. La Cuenca Cuyana ha continuado con su tendencia declinante.

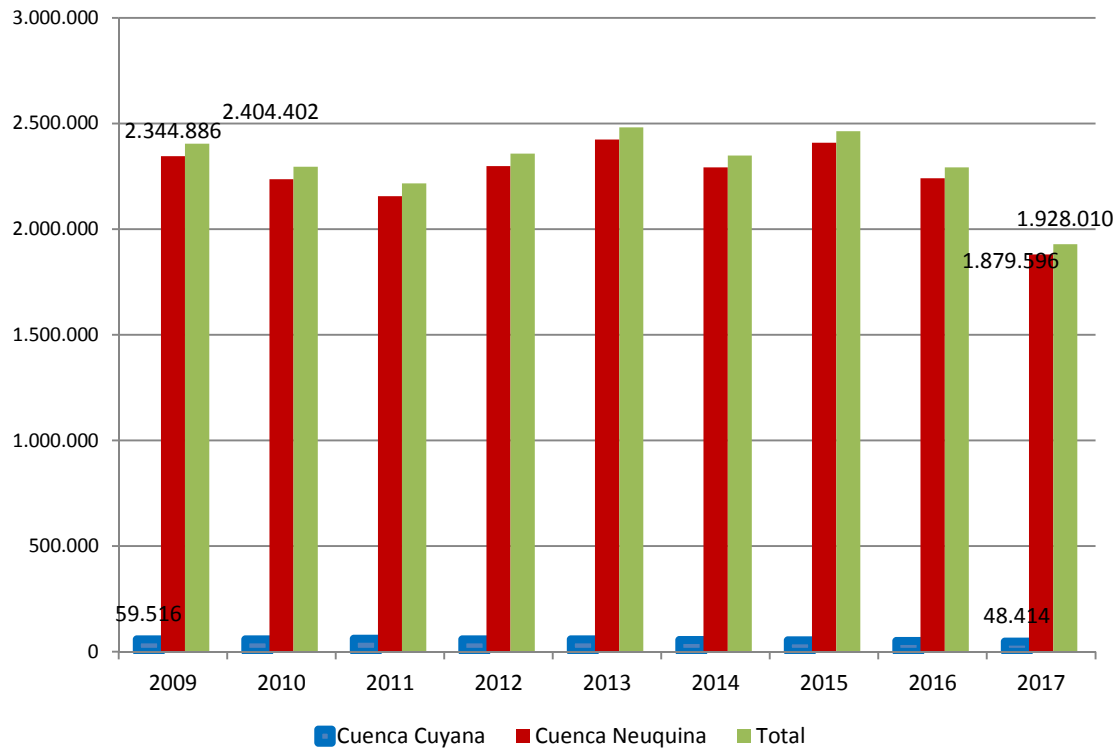
Producción mendocina de petróleo en m³



Fuente: Dirección de Hidrocarburos de Mendoza (2017)

En producción de gas el comportamiento ha sido estable hasta el año 2015 y a partir de allí ha caído sensiblemente. En este caso casi toda la producción sale de los yacimientos de la Cuenca Neuquina y el 94% corresponde a un solo productor (YPF), especialmente de los yacimientos Chihuido de la Salina y Cerro Fortunoso, en Malargüe.

Producción mendocina de gas en miles de m³



Fuente: Dirección de Hidrocarburos de Mendoza (2017)

Empresas productoras de petróleo en la Provincia de Mendoza

EMPRESAS PRODUCTORAS DE PETRÓLEO	Total (m ³)	Participación
YPF S.A.	2.840.626	65%
PLUSPETROL S.A.	961.616	22%
PETROLERA EL TREBOL S.A.	223.846	5%
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION, INC.	111.223	3%
CHAÑARES ENERGIA S.A.	109.017	2%
PETROQUIMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	71.056	2%
SAN JORGE PETROLEUM S.A.	43.217	1%
ROCH S.A.	23.876	1%
GRECOIL y CIA. S.R.L.	7.781	0%
GEOPARK ARGENTINA LTD. (SUCURSAL ARGENTINA)	461	0%

EMPRESAS PRODUCTORAS DE PETRÓLEO	Total (m ³)	Participación
TOTAL GENERAL	4.392.721	

Fuente: Ministerio de Energía de la Nación (2017)

El grado de concentración de los productores es importante, dos empresas: YPF y Pluspetrol, concentran el 87% de la producción total de crudo.

El Departamento de Malargüe produce el 60% del crudo. Los otros departamentos productores de crudo en orden de relevancia son:

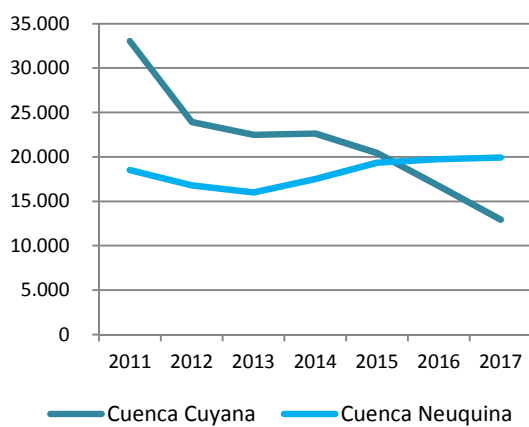
- ✓ San Carlos: 12%
- ✓ Luján: 10%
- ✓ Rivadavia y Tupungato: 8% cada uno

Por otra parte, Malargüe produce el 98% del gas en Mendoza.

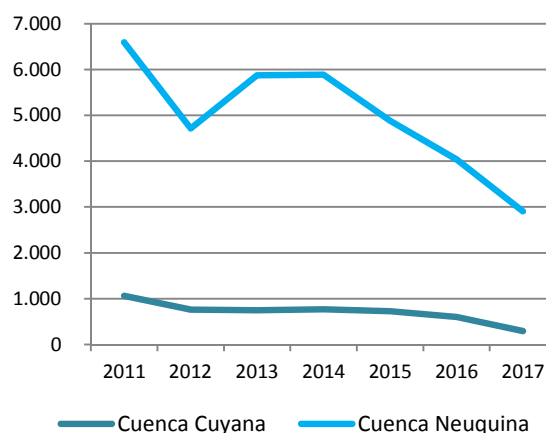
Las reservas comprobadas al fin de la vida útil en la provincia son de 32,8 millones de metros cúbicos de crudo y 3.197 millones de metros cúbicos de gas a 2017.

Reservas de petróleo y gas de la provincia de Mendoza

Reservas de crudo



Reservas de gas



Fuente: Ministerio de Energía de la Nación (2018)

Se puede apreciar que las mismas tienen una tendencia fuertemente declinante en la provincia, excepto para el crudo de la cuenca Neuquina que logra mantener sus reservas comprobadas en el orden de los 20 millones de m³.

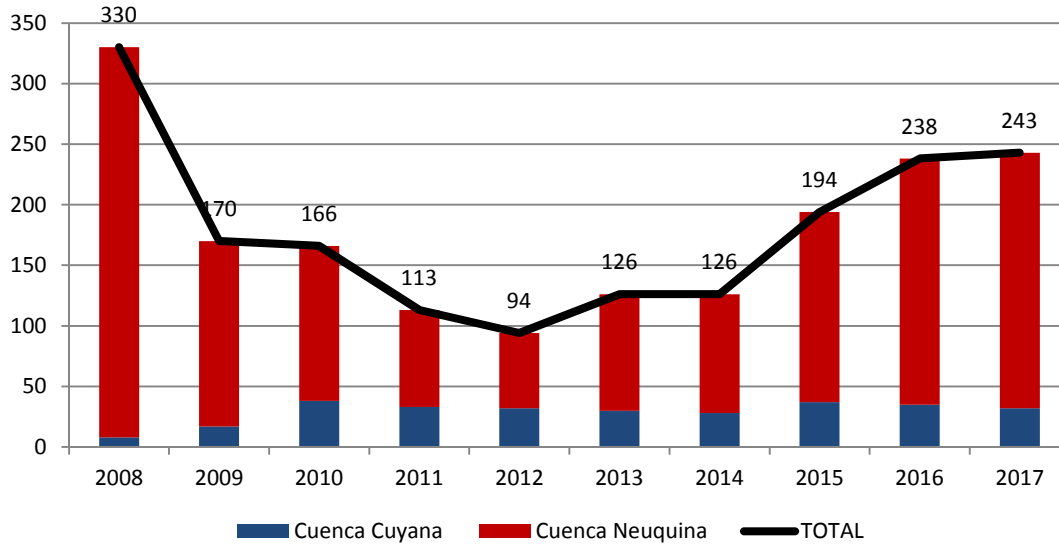
Mendoza tiene un alto potencial en "Heavy Oil" e hidrocarburos no convencionales, en especial por las formaciones Vaca Muerta y El Agrío.

Las inversiones en la actividad hidrocarburífera son de alto riesgo, especialmente en las tareas exploratorias. Los concesionarios, al momento de efectuar sus ofertas por las áreas licitadas,

deben comprometer niveles de inversión que se traducen en una serie de servicios que en gran parte son prestados por distintas empresas especializadas.

Un buen indicador del nivel de actividad del sector es la cantidad de pozos perforados por año.

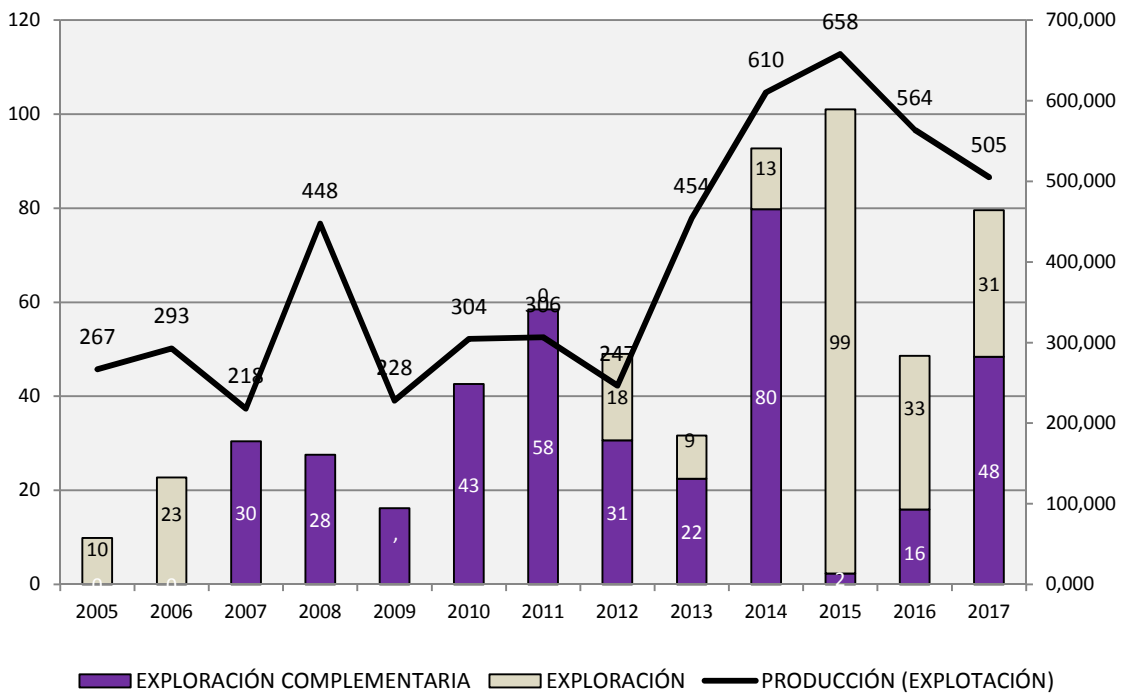
Pozos terminados en la Provincia de Mendoza



Fuente: Dirección de Hidrocarburos de Mendoza (2017)

Puede apreciarse que la mayor actividad de perforación en la provincia se concentra en los yacimientos de la Cuenca Neuquina y la actividad ha tenido una recuperación a partir del año 2015.

Inversiones anuales en la provincia de Mendoza en millones de USD



Fuente: Dirección de Hidrocarburos de Mendoza (2017)

La industria de refinación en Mendoza

La Provincia de Mendoza no sólo es productora de hidrocarburos sino que integra la cadena de valor con la refinación y distribución de combustibles, abasteciendo gran parte del oeste y centro del país.

La refinería de YPF localizada en Luján de Cuyo es la segunda planta en capacidad de refinación de la Argentina, con una participación del 18% en la cantidad de crudo refinado.

Producción de las principales refinерías en Argentina

REFINERÍA	Producción (m3)	Participación
YPF La Plata	13.064.849	33%
YPF Luján de Cuyo	7.223.353	18%
Shell Dock Sud	5.686.670	14%
Axion Campana	5.039.630	13%
YPF Plaza Huincul	1.790.418	5%
Oil San Lorenzo	1.734.605	4%
Otros	5.185.557	13%
TOTAL	39.725.081	

Fuente: Ministerio de Energía y de la Nación (2017)

A su vez, la Refinería Luján de Cuyo es una de las más tecnificadas y la de mayor conversión del país, produciendo combustibles de alto valor agregado, entre los que se destaca el Gas Oil Grado 3 con una producción del 48% respecto a la producción nacional.

Participación de los principales combustibles producidos en Refinería Luján de Cuyo

Combustible	Participación
Gasoil Grado 3 (Ultra)	48%
Gasoil Grado 2 (Común)	26%
Nafta Grado 3 (Ultra)	23%
Nafta Grado 2 (Súper)	18%

Combustible	Participación
Aerokerosene (Jet)	12%

Fuente: Ministerio de Energía y de la Nación (2017)

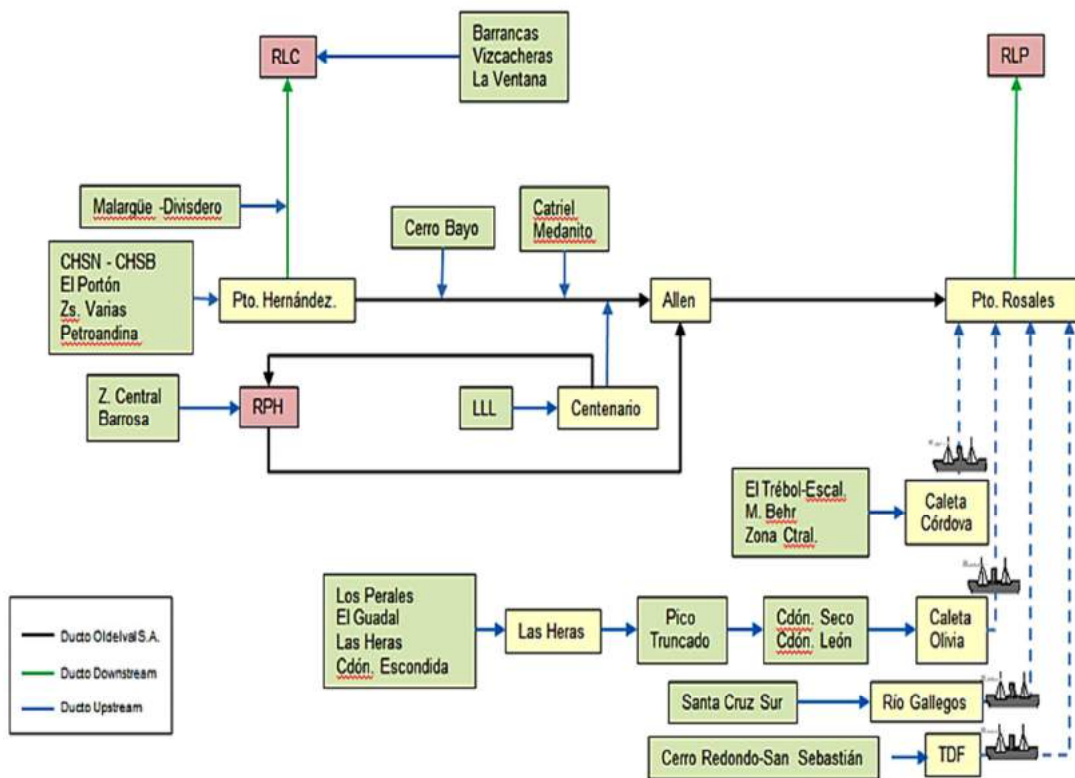
Un aspecto muy importante a considerar es que esta refinería sólo puede abastecerse de la producción local. La Refinería Luján de Cuyo está diseñada para procesar exclusivamente crudos producidos en las Cuencas Cuyana y Neuquina, de allí su dependencia al nivel de producción en estas cuencas.

No es el caso de otras refinerías del país que cuentan con puertos marítimos o fluviales para la recepción de crudos, inclusive importados, que les da flexibilidad en sus posibilidades de abastecimiento, no sólo en cantidad sino en los tipos de crudos a utilizar.

La Refinería Luján de Cuyo se abastece de los yacimientos a través de distintos oleoductos, entre los que pueden citarse La Ventana-Barrancas-Agrelo-DLC y Tupungato-Agrelo para la Cuenca Cuyana y Puesto Hernández-Aguas del Carrizo- Cerro Divisadero-Malargüe-LDC de 525 km para la Cuenca Neuquina que traslada los crudos del norte de Neuquén y sur de Mendoza. Cerca del 30% del crudo procesado proviene de los yacimientos del norte de Neuquén, el 70% restante se produce en Mendoza.

El siguiente es el esquema de alimentación de crudos a las refinerías de YPF: Refinería Luján de Cuyo (RLC), Refinería Plaza Huincul (RPH) y Refinería La Plata (RLP).

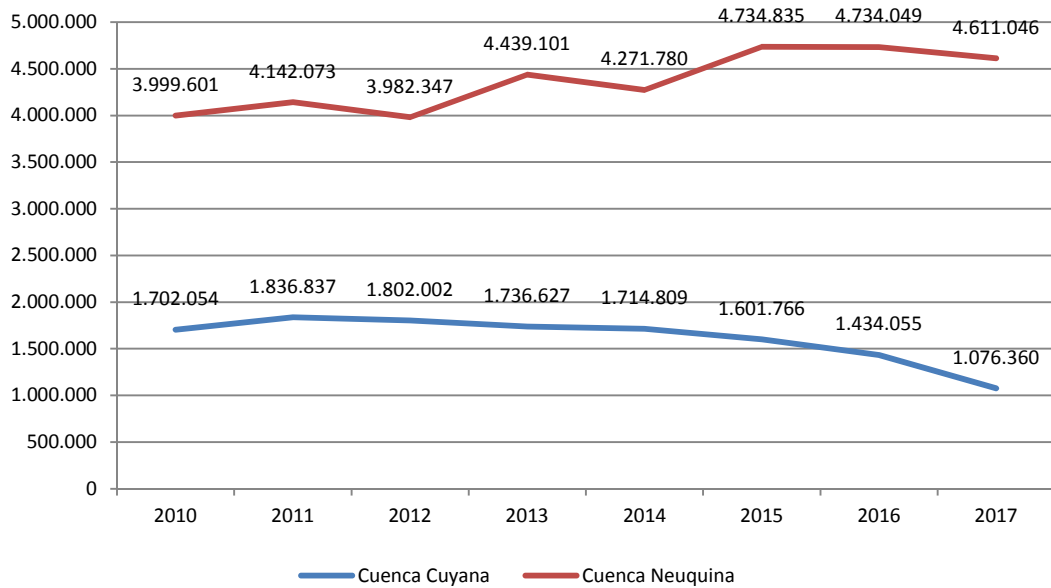
Alimentación de crudos a las refinerías YPF



Fuente: Diagnóstico de la Logística del Petróleo y sus Derivados en Argentina - Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata (2016)

El siguiente gráfico indica el volumen de crudo de las cuencas Cuyana y Neuquina en los últimos 8 años que alimentan la Refinería Luján de Cuyo.

Volumen de Crudo procesado en Refinería Luján de Cuyo



Fuente: Ministerio de Energía y de la Nación (2017)

La caída de volumen de la Cuenca Cuyana se ha visto compensada en parte por el leve incremento del volumen aportado por los yacimientos de la Cuenca Neuquina. Aun así en 2016 la caída en el nivel de refinación fue del 3% respecto a 2015 y en 2017 fue del 8% respecto de 2016.

Si la producción de hidrocarburos sigue cayendo, no sólo se afecta la actividad en upstream sino también en la refinación y distribución de combustibles para gran parte del país, con importantes impactos económicos y sociales.

Impacto Económico de la Producción de Hidrocarburos No Convencionales

Balanza comercial energética

⁷⁰La producción petrolera no encuentra su piso y en 2017 se contrajo en un 6,4% frente a 2016. Sin embargo, la evolución de la producción petrolera genera mayor preocupación cuando se la analiza en términos del tamaño de la economía nacional: en los últimos 10 años la producción de petróleo en relación al PBI cayó un 37%. Mientras que en 2007 se producían 60,9 metros cúbicos por millón de pesos de PBI, en 2017 ese valor se contrajo a 38,3. En la producción gasífera la caída nominal en m³ fue importante pero no tan pronunciada (-12,7%), aunque medida en relación del PBI alcanzó un ajuste del 25% entre 2007 y 2017.



Fuente: Instituto Argentino de la Energía e Indec (2017)

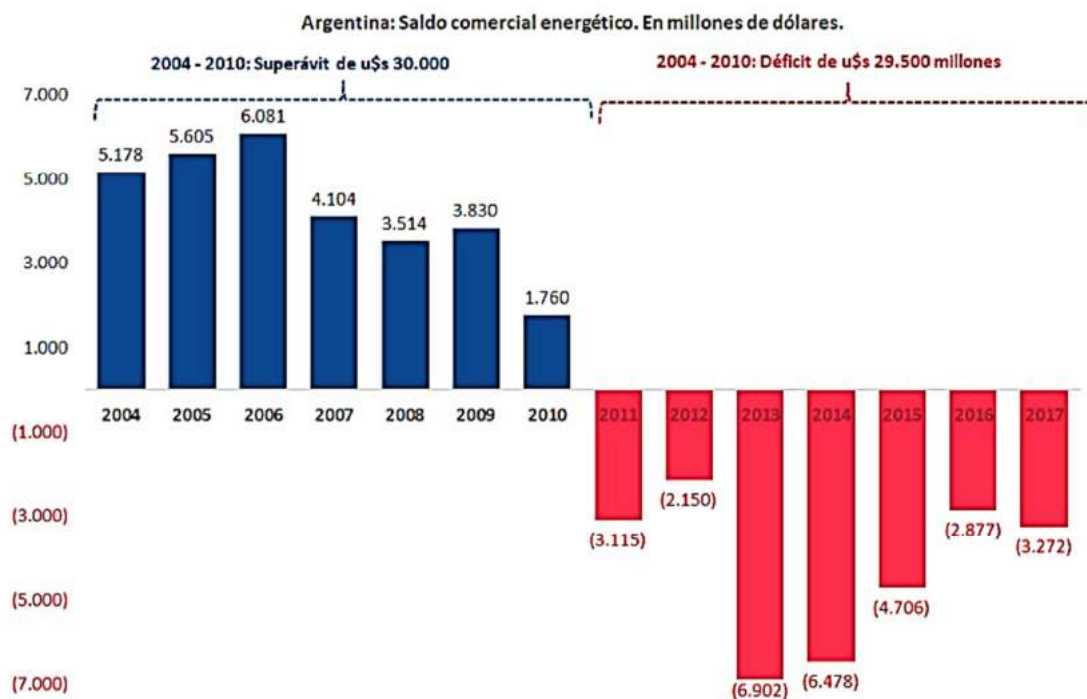
Se aprecian inversiones y un fuerte crecimiento en el segmento no convencional (*shale* y *tight*) que compensan por ahora solo parcialmente la caída persistente en la explotación convencional. Se verifica un cambio considerable en la fisonomía del sector pero que aún no redundan en un crecimiento agregado de la producción. La declinante cantidad de pozos terminados y las menguantes reservas comprobadas no ofrecen indicios de un cambio favorable concreto y contundente en el corto plazo.

⁷⁰ La información fue extraída de un informe elaborado por INVENOMICA, "La producción petrolera no repunta y acumula caída del 37% en relación al PBI desde 2007". Elaborado En Marzo 2108. <http://www.invenomica.com.ar/produccion-petrolera/>

La realidad de la producción de petróleo contrasta con la pujanza del mercado doméstico de consumo de combustibles líquidos. Mientras que entre 2007 y 2017 la producción de petróleo se achicó en un 26,7%, el consumo de combustibles líquidos (naftas y gasoil) se incrementó en un 22,2%, siempre medida en cantidades. Si bien se están implementando medidas que fomentan la eficiencia energética, el consumo energético tiene un crecimiento inercial natural y no puede pasar desapercibido. Por ejemplo, la flota automotriz, gran consumidora de combustibles líquidos, creció un 88% en los últimos 10 años.

La compensación provino del comercio internacional. En los últimos 7 años la Argentina sufrió un déficit comercial externo en el terreno energético (incluyendo combustibles líquidos y gas) de casi 30 mil millones de dólares, un valor similar al tamaño del superávit los 7 años previos, generando una enorme brecha acumulada de 60 mil millones de dólares difícil de digerir para la economía argentina.

Esta falta de crecimiento del sector energético tuvo impacto directo sobre el sector industrial que sufrió cortes de suministros afectando su producción. Se produjeron picos de consumo de electricidad y gas que incrementaron la demanda por encima de la oferta, sin contarse con reservas de gas y potencia eléctrica disponible en el sistema para atender estos valores puntuales de demanda.



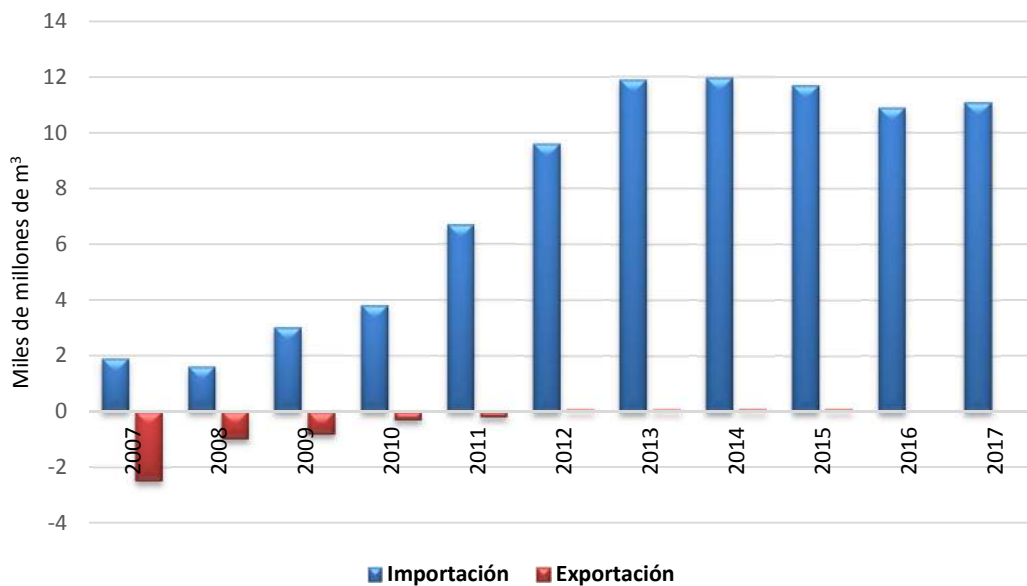
Fuente: Invenómica con datos del INDEC (2018)

El saldo comercial argentino en 2017 fue negativo en USD 8.515 millones, según el INDEC, por lo que el impacto de la balanza comercial energética es de más del 40%.

Importaciones y exportaciones de hidrocarburos en Argentina

Respecto al gas, Argentina comenzó a importarlo en 2008 por no poder proveer con la producción nacional el crecimiento de la demanda. Las importaciones de gas natural crecieron fuertemente hasta el año 2013, manteniéndose a partir de allí en valores entre 10 y 12.000 millones de m³, generando un fuerte déficit en la balanza comercial del país.

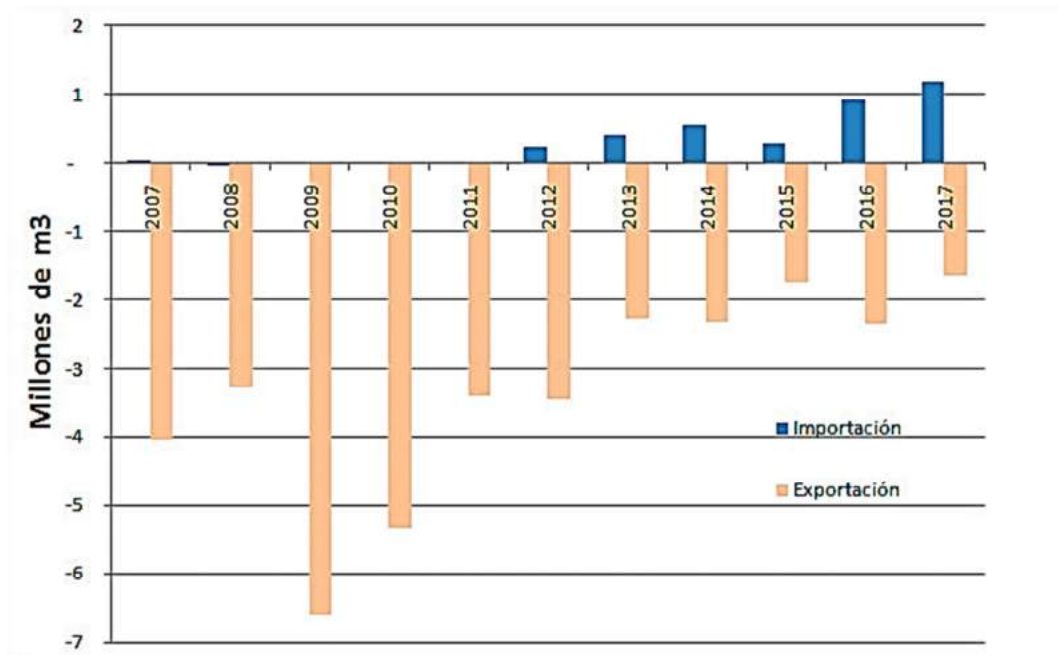
Importación - Exportación de Gas



Fuente: SIPG - IAPG Sistema de indicadores (2017)

La exportación de petróleo bajó un 30% comparando 2017 con 2016 (2.353.377 m³ vs 1.636.198 m³), mientras que la importación en igual periodo, subió un 33,6%, es decir, de 950.988 m³ hasta llegar a 1.270.781 m³ en 2017. Argentina comenzó a importar crudo en 2012 y lo ha seguido haciendo hasta el presente en forma creciente.

Importación - Exportación de Petróleo



Fuente: SIPG - IAPG (2017)

Los datos publicados por el INDEC respecto a las exportaciones en este sector por producto, indican que en 2016 los ingresos ascendieron a 1.996.278.500 de dólares, siendo el petróleo crudo el de mayor incidencia (37.1%).

Exportaciones argentinas por producto

Descripción	Dólares	Dólares porcentaje	Miles de kg netos	Miles de kg netos porcentaje
Petróleo crudo	739.876.722	37%	2.696.693	57%
Resto de carburantes	592.490.024	30%	53.424	1%
Gas de petróleo	292.591.944	15%	932.187	20%
Naftas	207.066.152	10%	543.907	11%
Gasolinas	66.135.665	3%	143.875	3%
Resto de combustibles	64.853.910	3%	372.077	8%
Grasas y aceites lubricantes	30.731.517	2%	30.410	1%
Energía eléctrica	2.532.566	0%	0	0%
Total	1.996.278.500	100%	4.772.573	100%

Fuente: Cuadros Estadísticos – Exportaciones - INDEC (2016)

Respecto a la exportación de petróleo, en el período enero/setiembre 2017, se produjo una baja de un 54%, lo que implica 735 miles de m³ exportados contra los 1.600 miles de m³ exportados durante el mismo período de 2016.

ENARSA concretó en 2017 un nuevo acuerdo para adquirir gas a la empresa chilena ENAP por 276 millones de metros cúbicos, lo que permitió incorporar al sistema unos 3,4 millones de metros cúbicos diarios a través del gasoducto trasandino Gas Andes y la terminal de regasificación de Quinteros.

En 2018 y por 3 años, Integración Energética Argentina (ex ENARSA), firmó un acuerdo para importar desde Chile una entrega máxima de 3 millones de metros cúbicos diarios, desde el 1 al 31 de julio, que ingresarán al país por la provincia de Mendoza mediante el gasoducto Gas Andes. Esta importación de 93 millones cúbicos de gas permitirá reemplazar 100.000 metros cúbicos de gasoil para el funcionamiento de las centrales de generación eléctrica.

Cabe mencionar aquí que el gasoducto trasandino Gas Andes fue construido para las exportaciones de gas de Argentina a la zona central de Chile. Por el incremento del consumo interno, no acompañado con aumento de la producción, Argentina dejó de exportar gas por ese gasoducto, para pasar luego a ser utilizado para importar gas desde Chile.

La situación en la actualidad ha cambiado, Neuquén está incrementando la producción de gas por la explotación de no convencionales, por lo que Argentina volverá a exportar gas a Chile, inclusive está en proyecto un nuevo gasoducto llamado Gasoducto del Pacífico para exportar gas a la VIII Región de Chile durante los períodos de bajo consumo en Argentina.

En la comparación interanual, la producción total de gas del país disminuyó, a pesar del incremento del volumen de extracción en la cuenca neuquina.

Entre junio y agosto de 2017, ENARSA⁷¹ comunicó que el país gastaría US\$ 1.689 millones para importar combustibles. Este monto se distribuía en compras de gas y de gas oil, de la siguiente forma:

GAS:

- US\$ 317 millones de Bolivia,
- US\$ 324,8 millones en gas licuado que llegará al puerto de Bahía Blanca,
- US\$ 342 millones de gas que desembarcará en Escobar
- US\$ 82 millones de gas importado de Chile

GASOIL

- US\$ 621 millones de gasoil

Es necesario recurrir a importaciones para cubrir los déficit de demanda, caso contrario se producen cortes tanto de gas como de electricidad, que afectan en primer lugar a la industria y en algunos casos, cuando no son programados, a la población en general.

⁷¹ La Nación, Convocan a empresas para definir los cortes de gas. Pablo Fernández Blanco, Nota publicada el 29 de mayo de 2017

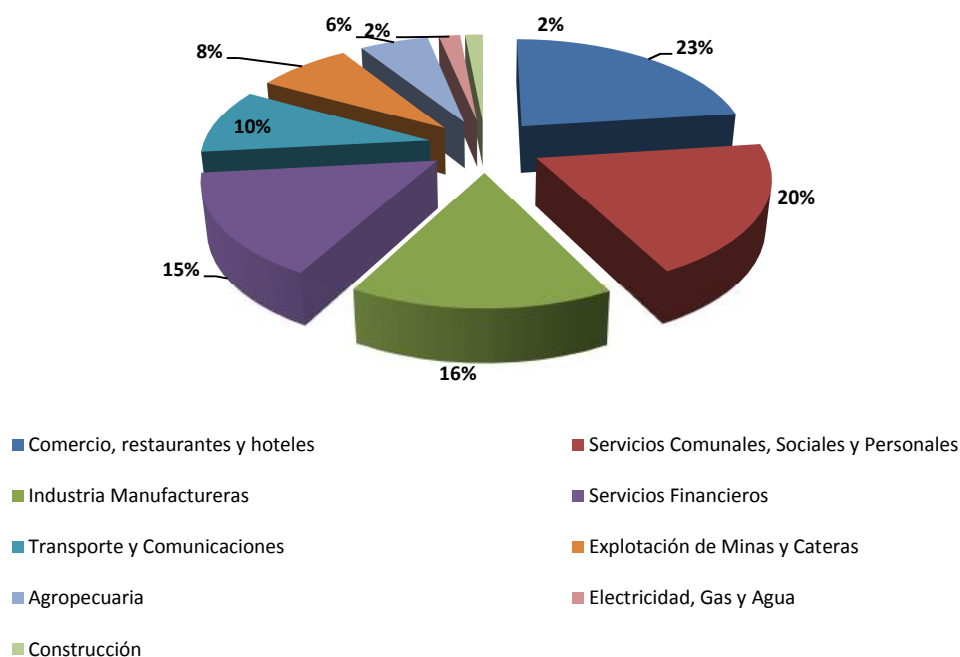
La industria debe recurrir al uso de combustibles líquidos alternativos para cubrir la falta de gas o generar electricidad, con el consiguiente incremento de costos o, en su defecto, soportar los cortes disminuyendo su producción, generando pérdidas para las empresas, especialmente las más pequeñas. A su vez, esta caída de producción genera problemas en la cadena de abastecimiento de bienes.

La posibilidad del autoabastecimiento energético repercute directamente en el desarrollo industrial, que al tener seguridad y continuidad en el servicio, permitirá a las empresas mejorar sus planes de producción y reducir el uso de combustibles alternativos, mejorando su matriz de costos.

Impacto del sector hidrocarburífero en el Valor Agregado Bruto de la Provincia de Mendoza

Al año 2016 las estadísticas económicas indican, según el Valor Agregado Bruto (VAB)⁷² para la Provincia de Mendoza, que el sector más importante de la economía mendocina fue Comercio, Restaurantes y Hoteles, que representó casi 23% del VAB. Le siguieron los sectores Servicios Comunes, Sociales y Personales (19,6%); Industrias Manufactureras (15,5%); Establecimientos Financieros (15,4%); Transporte y Comunicaciones (9,8%); Explotación Minas y Canteras (7,9%); Agropecuario (5,8%); Electricidad, Gas y Agua (1,8%); y Construcciones (1,5%).

Composición del Valor Agregado Bruto de Mendoza



Fuente: Elaboración propia UNCuyo en base a datos de la DEIE (2016)

⁷² Valor agregado bruto: Diferencia entre el valor de producción y el valor del consumo intermedio de un sector. Comprende la remuneración al trabajo, las amortizaciones (consumo de capital fijo), los impuestos netos de subsidios sobre la producción, el excedente neto de explotación y el ingreso neto mixto. El valor agregado bruto es el valor agregado que incluye el consumo de capital fijo. El valor agregado neto es el que lo excluye (<http://www.deie.mendoza.gov.ar/#!/glosario>).

La tasa promedio de crecimiento del VAB en el periodo 1991-2016 fue de 1,9%⁷³. Los motores del crecimiento de la economía de Mendoza en los últimos 25 años fueron los sectores Transporte y Comunicaciones; Servicios Comunes, Sociales y Personales; y Comercio, Restaurantes y Hoteles, en menor medida los Establecimientos Financieros y Explotación Minas y Canteras. En todos estos casos crecieron a una tasa muy por encima del promedio provincial, mientras que los sectores que han perdido fuerza en los últimos años son el Agropecuario, Industrial y Construcciones.

Variación del aporte de cada sector al VAB entre 1991 y 2016

Sector de Actividad	% s/total
Industrias Manufactureras	-9,20%
Construcciones	-3,60%
Agropecuario	-2,10%
Explotación Minas y Canteras	-1,30%
Electricidad, Gas y Agua	-0,80%
Establecimientos Financieros	0,60%
Servicios Comunes, Sociales y Personales	2,90%
Transporte y Comunicaciones	5,30%
Comercio, Restaurantes y Hoteles	8,20%

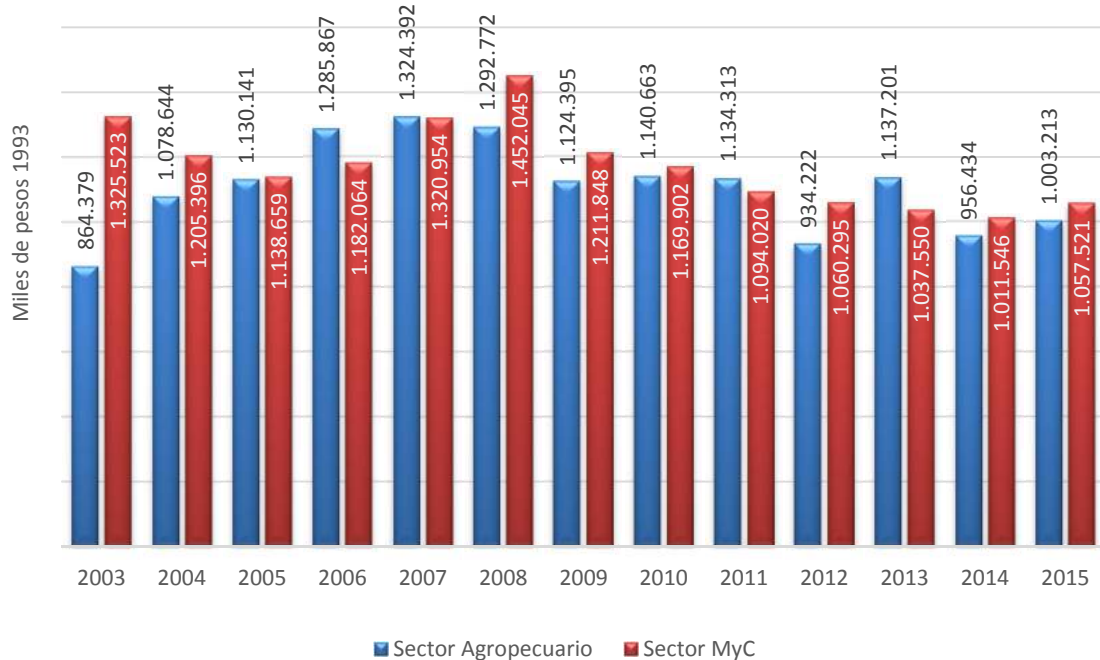
Fuente: elaboración propia en base a datos de la DEIE (2016)

La situación de la industria de hidrocarburos en Mendoza es compleja en los últimos años si es analizada a través del VAB del Sector Primario. Su evolución indica una franca caída desde el año 2003, realidad que se profundiza tanto en el Sector Agropecuario como en el de Minas y Canteras.

⁷³ No se toma en cuenta el crecimiento de los años 2003 y 2004.

Evolución del VAB del Sector Primario de Mendoza

(Expresado en pesos de año 1993)



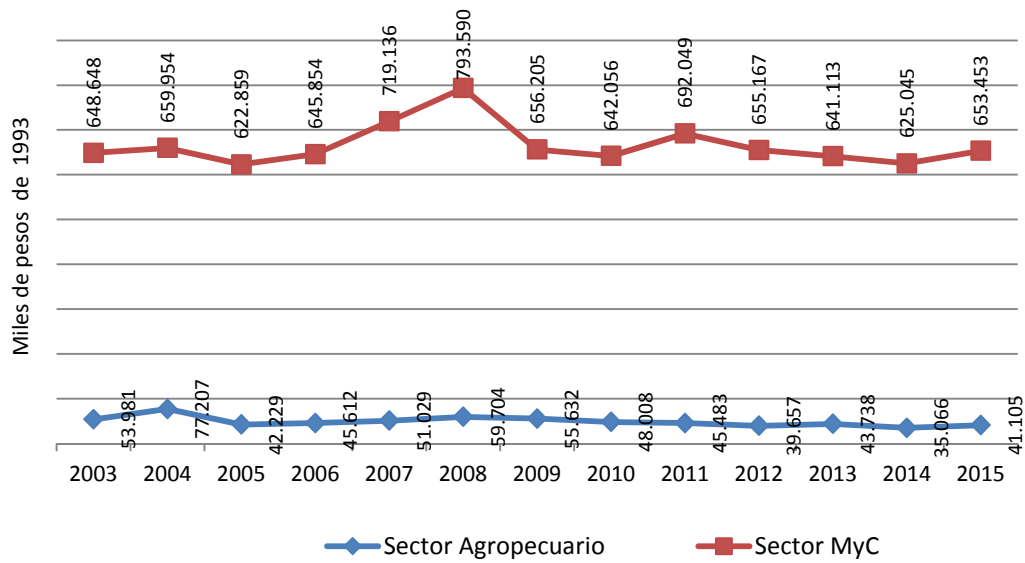
Fuente: Análisis a partir de datos de la DEIE (2015)

Según datos de 2016, la actividad hidrocarburífera en Mendoza representa aproximadamente el 24,9% del PBG provincial, considerando la suma del sector Explotación de Minas y Canteras y parcialmente los sectores Industrias Manufactureras (por la Refinería Luján de Cuyo) y Construcción.

En cambio la situación de hidrocarburos de Malargüe, principal productor de nuestra provincia, se ha mantenido constante en términos reales a lo largo del tiempo, a excepción del 2007-2008 donde hubo un repunte de la actividad, en el orden de los 600 a 700 millones de pesos a precios constantes de 1993.

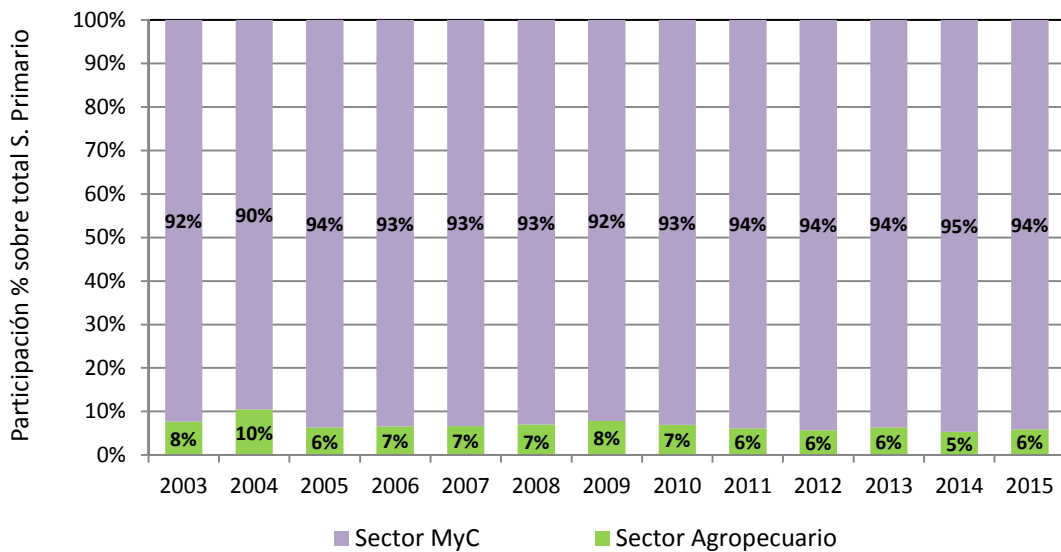
En este departamento, la actividad de minas y canteras ha representado para el periodo 2003-2015 un 93% promedio en términos reales del Sector Primario, el resto (7% promedio) lo ha aportado la actividad agropecuaria. Este panorama indica la real importancia del Sector Minas y Canteras para la economía local de Malargüe.

Evolución del VAB del Sector Primario de Malarqüe



Fuente: Análisis a partir de datos de la DEIE (2015)

Evolución del VAB del Sector Primario de Malarqüe



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DEIE (2015)

Recaudación Fiscal

En líneas generales, las empresas petroleras en el ámbito nacional generan ingresos a las arcas del gobierno a través del Impuesto a las Ganancias (35%), del Impuesto al Valor Agregado, del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta y Contribuciones Patronales por sus empleados en relación de dependencia. Asimismo se aplica el impuesto a los débitos y créditos bancarios establecidos por Ley Nº 25413.

Con respecto a la recaudación del Gobierno Provincial, solo se aplicaría el Impuesto sobre los Ingresos Brutos y el Impuesto de Sellos.

A fines del 2017, la Provincia de Mendoza adhirió al “Pacto Fiscal” propuesto por el Gobierno Nacional, que implicó la modificación de la Ley Impositiva 9002, reduciendo la alícuota del Impuesto sobre los Ingresos Brutos e Impuesto a los Sellos.

Esto ocasionó que la alícuota aplicable a la explotación de Minas y Canteras se redujera de 5% al 1,5%, mientras que a las empresas de servicios petroleros se les aplica una tasa entre 2% y 6% según el caso. (Errepar, 2018). Además, se encuentran alcanzadas por el Impuesto a los Automotores y el Impuesto inmobiliario si poseen este tipo de bienes radicados en la provincia.

Por otra parte, la modificación mencionada también estableció cambios en las exenciones. Así en el art. 185 bis se establece “Los beneficios del artículo 185 inciso x) en ningún caso alcanzan a: “Las actividades hidrocarburíferas, sus servicios complementarios y los supuestos previstos en el artículo 21 de la ley nacional 23966“(Errepar, 2018)

Por otro lado, se encuentra el Impuesto a los Combustibles Líquidos cuya carga impositiva varía de acuerdo a los precios fijados por cada petrolera en diferentes lugares del país.

A modo de ejemplo, podemos ver el caso de Capital Federal donde los porcentajes de impuestos son: el Impuesto a la Transferencia de Combustibles (ITC) es un 24,3%, el IVA representa 12,7% del precio, Ingresos Brutos un 2,6%, la Tasa Hídrica 2,2 %, y el impuesto al cheque un 0,85 %. Esto representa un total del 42,65%.

Regalías de la Provincia de Mendoza

Al analizar las regalías que las empresas productoras pagan en función de sus contratos de explotación de hidrocarburos, se puede apreciar que los ingresos por este concepto han sido históricamente por las de origen petrolero, pues en promedio ha representado para el periodo 1999 -2017 el 94% del total

*Regalías de Petróleo y Gas de Mendoza en USD (**)*

Año	Gas (USD)	Petróleo (USD)	Total (USD)
2003	751.938	111.636.223	112.388.161
2004	6.274.799	128.739.141	135.013.940
2005	9.188.029	138.742.386	147.930.415
2006	9.779.009	191.375.970	201.154.979
2007	10.059.688	170.646.767	180.706.455
2008	20.337.510	180.213.923	200.551.434
2009	17.119.877	174.789.325	191.909.202
2010	16.896.294	198.232.018	215.128.312

Año	Gas (USD)	Petróleo (USD)	Total (USD)
2011	18.045.183	205.019.943	223.065.126
2012	16.695.301	226.062.075	242.757.376
2013	18.758.313	206.089.898	224.848.212
2014	23.402.640	230.922.887	254.325.527
2015	12.643.667	171.031.103	183.674.770
2016	14.206.724	197.168.704	211.375.429
2017	19.632.085	157.313.613	176.945.699

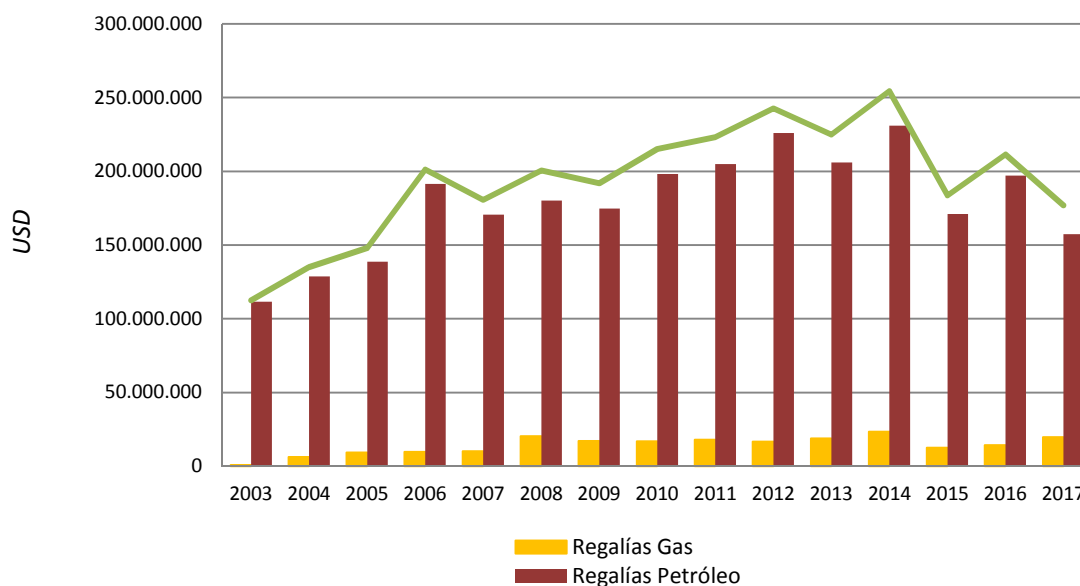
(**) El tipo de cambio utilizado es la cotización al 31/12 de cada año.

Fuente: Subdirección de Regalías del Gobierno de Mendoza

Por otro lado, la curva de las regalías totales, expresados en dólares estadounidenses, muestra una evolución positiva hasta el año 2014. A partir de ahí ha comenzado una etapa de descenso, llegando en la actualidad prácticamente a los niveles de 2007, esto está vinculado a la baja del precio del crudo y de la producción.

Evolución de recaudación en concepto de regalías de Mendoza, expresados en USD (*).

Periodo 2003-2017



Fuente: Elaboración propia en base a datos aportados por la Dirección de Regalías (2017).

Al analizar el impacto de las regalías en la ejecución presupuestaria de los últimos tres años (2015-2017), se puede observar que las mismas representan entre el 5% y el 7% respecto a los ingresos corrientes de la provincia.

*Regalías hidrocarburíferas en relación a los Ingresos corrientes ejecutados del periodo
2015-2017 (en pesos)*

	2015	2016	2017
Ingresos Corrientes Totales (Provinciales y Nacionales)	35.961.513.435	48.205.797.336	65.220.462.078
Regalías Totales (petróleo y gas)	2.395.121.016	3.358.757.578	3.298.269.844
Regalías	6,7%	7,0%	5,1%

Fuente: Elaboración propia en función de datos de la Ejecución Presupuestaria de la Tesorería de la Provincia de Mendoza 2017 y Subdirección de Regalías de Administración Tributaria Mendoza. Ministerio de Hacienda y Finanzas del Gobierno de Mendoza (2017)

Para la previsión presupuestaria de 2018, la Oficina de Presupuesto y Hacienda del Senado de Mendoza prevé ingresos corrientes por \$ 77.526 millones, de los cuales \$ 37.259 corresponden a ingresos de origen provincial.

Ingresos de la Administración Pública Provincial - Presupuesto 2018

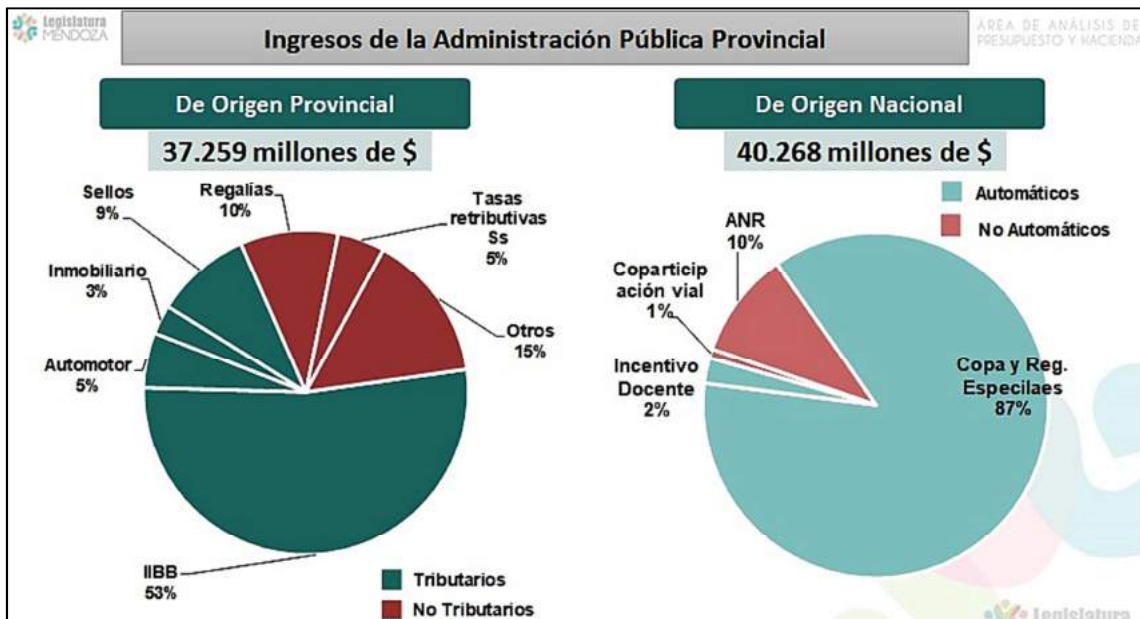


Fuente: Legislatura de Mendoza -

<http://www.legislaturabierta.gob.ar/noticia.php?id=181> (2018)

Dentro de los ingresos no tributarios están las Regalías, que representan el 10% de los ingresos de origen provincial en el presupuesto aprobado para 2018.

Ingresos de la Administración Pública Provincial - Presupuesto 2018



Fuente: Legislatura de Mendoza -

<http://www.legislaturabierta.gob.ar/noticia.php?id=181> (2018)

En base a esta información presupuestaria, las regalías para el 2018 van a representar el 4,6% del total de los ingresos corrientes, tanto provinciales como nacionales.

En relación a la evolución de las regalías que al Municipio de Malargüe le es coparticipado por el Gobierno Provincial, las provenientes del petróleo son las que más aportan. En 2003 representaron prácticamente la totalidad, mientras que en el 2012 fueron del 90%. En cuanto a las que corresponden a gas, si bien aumentaron en este periodo, su peso relativo sobre el total, sigue siendo menor.

Regalías Departamento de Malargüe

Año	Regalías Petroleras/Regalías Totales	Regalías Totales/Recursos Totales
2003	100%	88%
2004	97%	86%
2005	91%	84%
2006	92%	85%
2007	91%	87%
2008	85%	87%
2009	87%	87%
2010	89%	79%
2011	88%	73%
2012	90%	70%

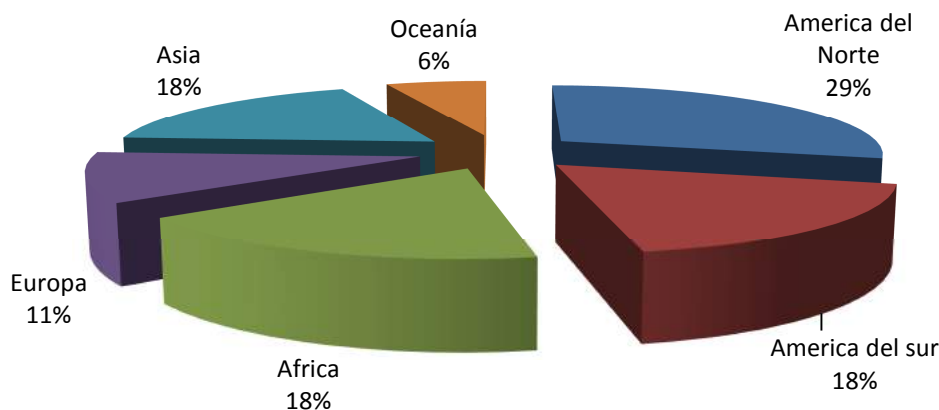
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la DEIE

Por otro lado y siguiendo el análisis a partir de la tabla anterior, es importante señalar la relevancia de los recursos provenientes de la coparticipación por regalías para el Municipio de Malargüe. Es así que en el 2003 esta relación representaba el 88% aproximadamente, mientras que con el paso del tiempo ha ido disminuyendo lentamente, ubicándose en el año 2012, en un 70%, aunque sigue siendo la principal fuente de recursos corrientes municipales.

Impacto de la explotación de hidrocarburos no convencionales en la economía nacional

Es necesario contextualizar el análisis económico de este sector en función de las cantidades de shale gas y shale oil presentes en el mundo. Actualmente, se estima que 41 países disponen este tipo de recursos naturales, sumando en total 137 formaciones geológicas explotables, ubicadas en un 29% en América del Norte, seguido por América del Sur, Asia y África, con un 18% cada uno.

Distribución territorial de reservas totales no convencionales en el Mundo (expresado en %)

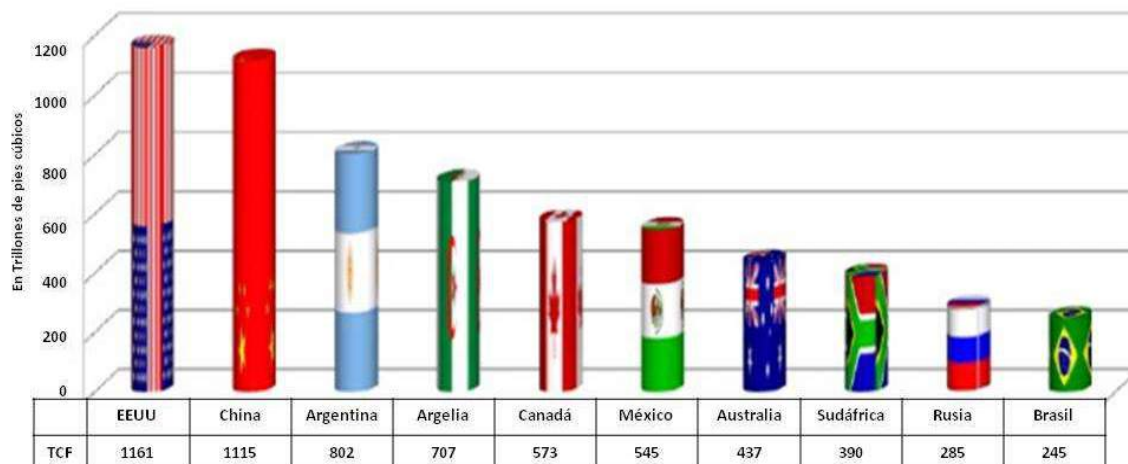


Fuente: Gómez-Marañón (2014)

En cuanto al shale gas, se calcula que estas formaciones geológicas contienen más de 35.000 trillones de pies cúbicos, de los cuales casi 7.800 son técnicamente recuperables. Sin embargo, para la Agencia de Protección Ambiental (EPA, siglas en Inglés) esta proporción no superaría el 10% de las reservas totales de EE.UU (Gómez-Marañón, 2014).

Los especialistas del Instituto Argentino de Gas y Petróleo (IAGP) sostienen que el abastecimiento de gas natural es uno de los aspectos estratégicos y trascendentes para Argentina. Esta afirmación se basa en que el país se encuentra Vaca Muerta, una de las reservas más importantes a nivel mundial de shale gas.

Distribución territorial de reservas técnicamente recuperables no convencionales por países



Fuente: Gómez-Marañón (2014)

En este contexto, es importante analizar cuáles podrían ser los impactos futuros de la explotación del petróleo no convencional tanto para el país como para Mendoza.

Para efectuar este análisis, se tomó de base los estudios realizados por Pablo Pereira y otros (2014) y el estudio elaborado por el Instituto de Energía de la Academia Nacional de Ingeniería.

El primero de ellos, tiene como fin definir un modelo conservador de explotación de las reservas técnicamente recuperables de Vaca Muerta, para poder analizar cómo contribuiría su explotación al desarrollo regional y nacional. (Pablo Pereira. 2014).

En el segundo caso, se ha trabajado con una estimación de la distribución de los pozos y su tipología, lo que deriva en una división del área de Vaca Muerta en 12 secciones, establecidas tomando como criterio:

- a) características similares del subsuelo y superficie
- b) clasificación de los pozos en perfiles según su profundidad, parámetros de la curva de producción, longitud del brazo lateral
- c) los planes públicos de los operadores para establecer el número de pozos y su localización para los primeros años
- d) las experiencias internacionales como la de EEUU para determinar los pozos por año

De las doce divisiones, dos de ellas se ubican en territorio mendocino, la Sección VI y XI, dato que será relevante para nuestro análisis.

Si bien, los beneficios e impactos socioeconómicos potenciales del desarrollo de la actividad en la Provincia de Mendoza son de difícil cuantificación y valoración económica, podrían extrapolarse de manera imperfecta a partir de las inferencias efectuadas en las áreas de explotación de Vaca Muerta en Neuquén.

Impactos socio económicos de Vaca Muerta a nivel Nacional

Según el Instituto Universitario de Ciencias Ambientales de la Universidad Complutense de Madrid (Doctorado en Medio Ambiente, Dimensiones Humanas y Socioeconómicas) para lograr una visión del impacto económico que la fractura hidráulica causa, es indispensable dividir su estudio en las siguientes categorías, como proponen Hefley et al. (2011)⁷⁴:

- a) Efectos directos: indica el aporte económico a partir de las actividades básicas para la realización del objeto analizado (PIB, empleo, balanza comercial, etc.).
- b) Efectos indirectos: indica el aporte económico a partir de las actividades auxiliares, en este caso las que prestan un servicio para poder llevar a cabo la extracción de shale (incremento de la demanda intermedia del resto de ramas de actividad debido a las interrelaciones existentes entre los procesos productivos de cada una de ellas).
- c) Efectos inducidos: indica el aporte económico, a partir del efecto derivado del incremento del consumo que provoca la creación de riqueza generada por el desarrollo de la actividad de exploración y producción.

A modo de síntesis de los *impactos indirectos e inducidos* más importantes, se presenta la siguiente figura:

⁷⁴ Sobre la investigación sobre el impacto económico en la cadena de valores del gas de esquisto, llevada a cabo por la Escuela de Negocios de la Universidad de Pittsburgh.



OPERACIONES

- Beneficios Locales
- Beneficios Nacionales

DERECHOS DE PASO

- Propietarios de la tierra

EXPLORACIÓN SÍSMICA

- Empresas de Servicio

ANALISIS DE DATOS

- Empresas de investigación y consultoría

PERFORACIÓN

- Proveedores de equipos
- Cuadrillas de Construcción
- Servicios de Transporte

TERMINACIÓN

- Proveedores de equipos
- Servicios de Consultoría

PRODUCCIÓN

- Empresas de investigación ambiental
- Constructores

REGALIAS

- Estados Provinciales
- Estado Nacional

OPERACIONES EN LAS INSTALACIONES DE POZO

- Proveedores de equipos de construcción
- Empresas de Mantenimiento
- Empresas de transporte

EMPLEO

- Empleados
- Familias

IMPUESTOS

- Estado local
- Residentes locales
- Gastos en vivienda
- Gastos familias
- Gastos en Servicio de Salud
- Gastos en Servicio de Educación

APORTES A ACTIVIDADES DE BIEN PUBLICO

REMEDIACIONES AMBIENTALES

Fuente: Elaboración propia en base a información del IAPG

Impacto de Vaca Muerta en el Producto Bruto Interno⁷⁵ Nacional

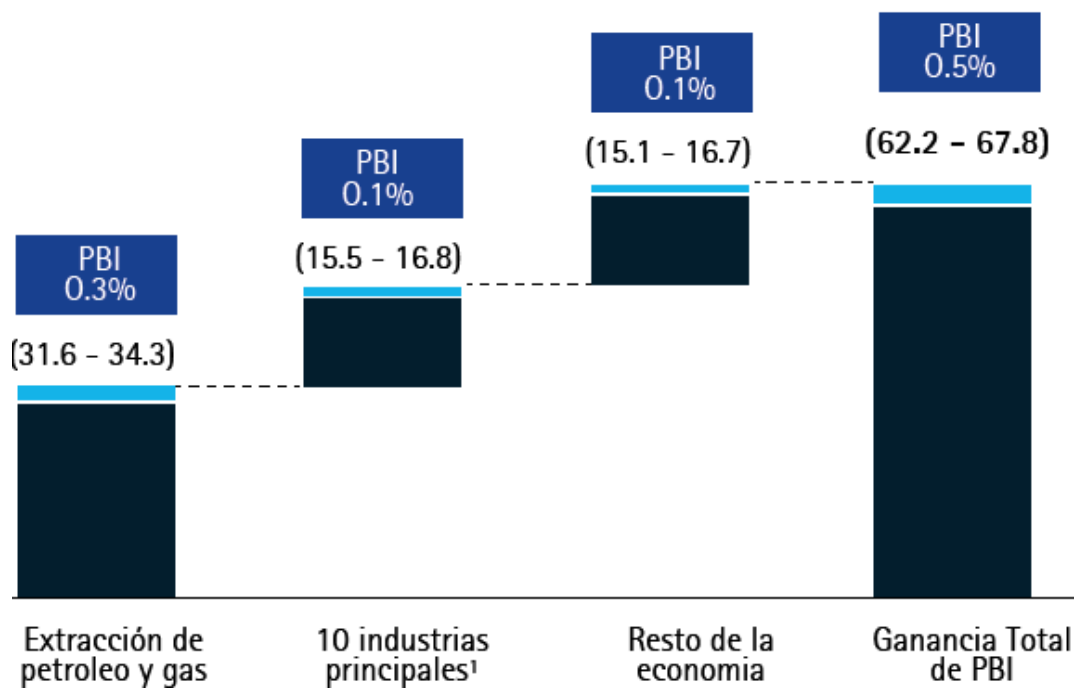
La incorporación de la explotación de Vaca Muerta, según el estudio prospectivo realizado (Pablo Pereira y otros, 2014), generaría un incremento del 0,5% en el año 2035.

Esta actividad genera un derrame sobre el resto de las empresas de servicios petroleros. En el caso los impactos económicos indirectos que generaría Vaca Muerta, se ha considerado sólo el producido por 10 empresas de los siguientes rubros: transporte marítimo y terrestre por ductos, bienes inmuebles y construcción, fabricación de hierro y acero, servicios profesionales, productos de refinación, servicios públicos, otros productos fabricados y plásticos.

En cada caso se ha establecido un rango para los incrementos del PBI, que son producto del multiplicador aplicado vinculado a la volatilidad de cada industria considerada y que llegaría a ser del 0,1% en el PBI nacional.

Se podría lograr un incremento del PBI nacional del 0,5%, producido por un 0,3% generado por extracción de petróleo y gas directamente, 0,1% por el aporte estimado de las 10 principales industrias vinculadas y por último un impacto inducido del 0,1%.

Contribución promedio anual al PBI para el año 2035: Formación Vaca Muerta (en miles de millones de dólares)



Fuente: Pereira, Pablo y otros (2014)

⁷⁵ PBI: indicador aplicado en el ámbito de la macroeconomía, se refiere al valor que totaliza la producción de los bienes y los servicios de un país en un cierto periodo. Se lo utiliza como el indicador básico para reflejar la riqueza de una región

En el estudio mencionado, se ha estimado un incremento del PBI de 3,6% entre el periodo 2014-2035, se ha asumido un precio de 7,5 USD/MMBTU (dólares por millón de BTU, unidades británicas) para el gas y se ha considerado un precio el petróleo de 85 USD/galón.

Bajo estos supuestos la explotación de Vaca Muerta, implicaría una contribución al PBI en 2035 de 62.200 millones de dólares en un escenario conservador, mientras que en un escenario optimista podría ascender a 67.800 millones de dólares.

Esta contribución anual al PBI en 2035 es de magnitud significativa, equivalente a:

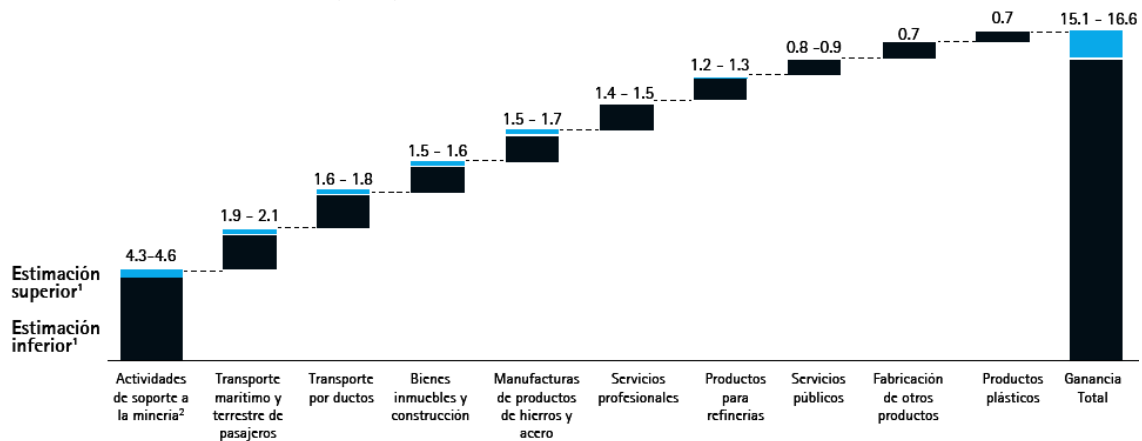
- 7,6 veces el déficit comercial del país en 2017, que fue de USD 8.471 millones.
- 18 veces el valor del déficit actual energético del país
- Mayor que el total de exportaciones argentinas en 2017, que fueron de USD 58.348 millones
- 3,6 veces las exportaciones anuales del sector oleaginoso argentino en 2017

Contribución al PBI de las 10 principales industrias vinculadas

Industrias Relacionadas	Contribución al PBI	
	Estimación mínimo	Estimación Máxima
Actividades de soporte a la minería	4,3	4,6
Transporte marítimo y terrestre de pasajeros	1,9	2,1
Transporte por ductos	1,6	1,8
Bienes inmuebles y construcción	1,5	1,6
Manufacturas de productos de hierros y acero	1,5	1,7
Servicios profesionales	1,4	1,5
Productos para refinería	1,2	1,3
Servicios públicos	0,8	0,9
Fabricación de otros productos	0,7	0,7
Productos Plásticos	0,7	0,7

Fuente: elaboración propia en base a la información de Pablo Pereira y otros (2014)

Contribución promedio anual al PBI de Industrias con mayor impacto en miles de millones de dólares (USD)



Fuente: Pablo Pereira y otros (2014)

En el gráfico se presentan las empresas de servicio que le brindan soporte a las explotaciones actuales.

Debido a que las explotaciones de hidrocarburos no convencionales se van a desarrollar en lugares cercanos a la explotación convencional, y podrían usar la misma infraestructura, se estima que las empresas que brindan estos servicios van a ser ampliamente demandadas; por ende podría generarse un déficit de empresas de servicios en función de la demanda esperada que se agrega. A su vez se debe contemplar que muchas empresas en la actualidad no tienen suficiente experiencia en la explotación no convencional de recursos.

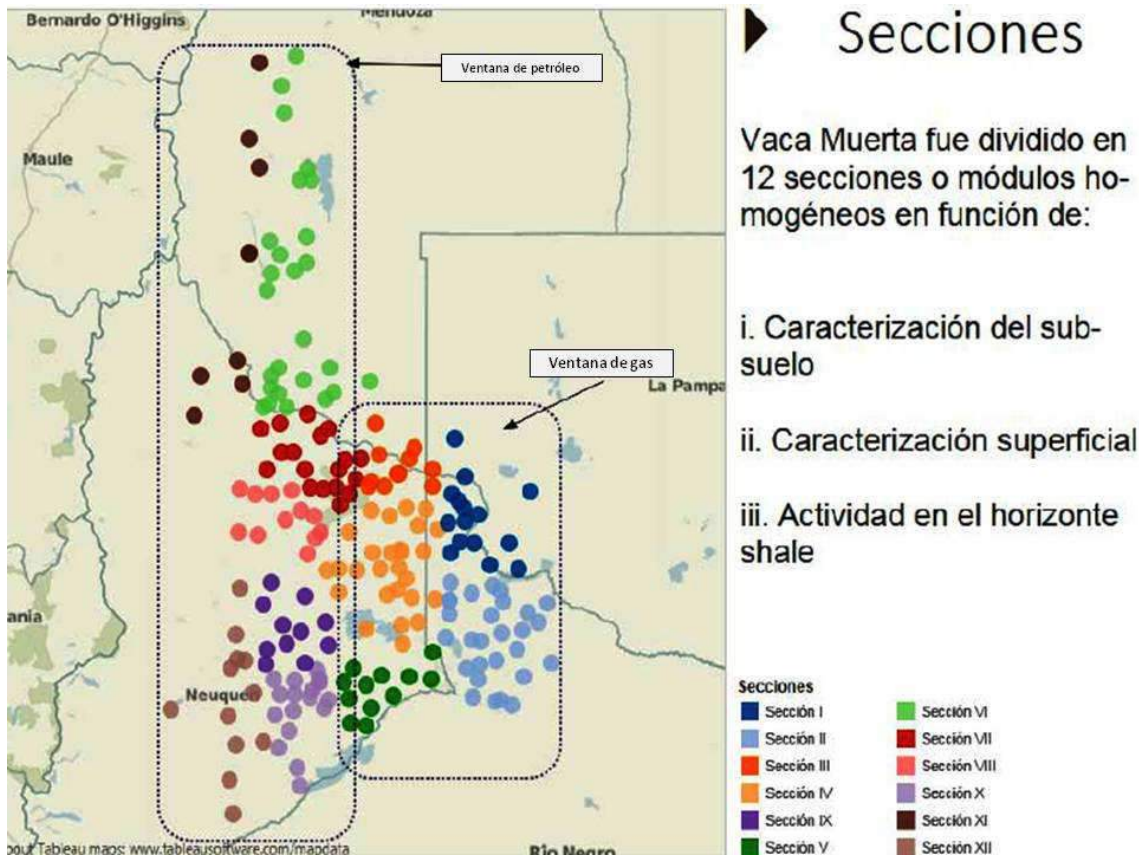
Si bien hay empresas globales que pueden prestar estos servicios, se considera que existe una gran oportunidad para que empresas argentinas puedan desarrollar tecnologías y mejoren las posibilidades de ser contratadas.

Estimación de la producción shale oil. Formación Vaca Muerta en Mendoza

A los efectos del presente informe, se ha realizado una estimación de los niveles de producción en un escenario de mínima de hidrocarburos no convencionales, para un periodo de 25 años, considerando una serie de supuestos basados en la bibliografía específica sobre el Yacimiento de Vaca Muerta.

Con esta información se ha cuantificado el impacto económico a nivel de valor agregado bruto para el sector primario de la economía mendocina como también el impacto fiscal sobre la provincia.

Como se mencionó esta formación que contiene shale oil y shale gas fue dividida en 12 secciones (Pereira y otros, 2014) según se indica en la figura siguiente. Sobre la provincia de Mendoza se encuentran las secciones VI y XI.



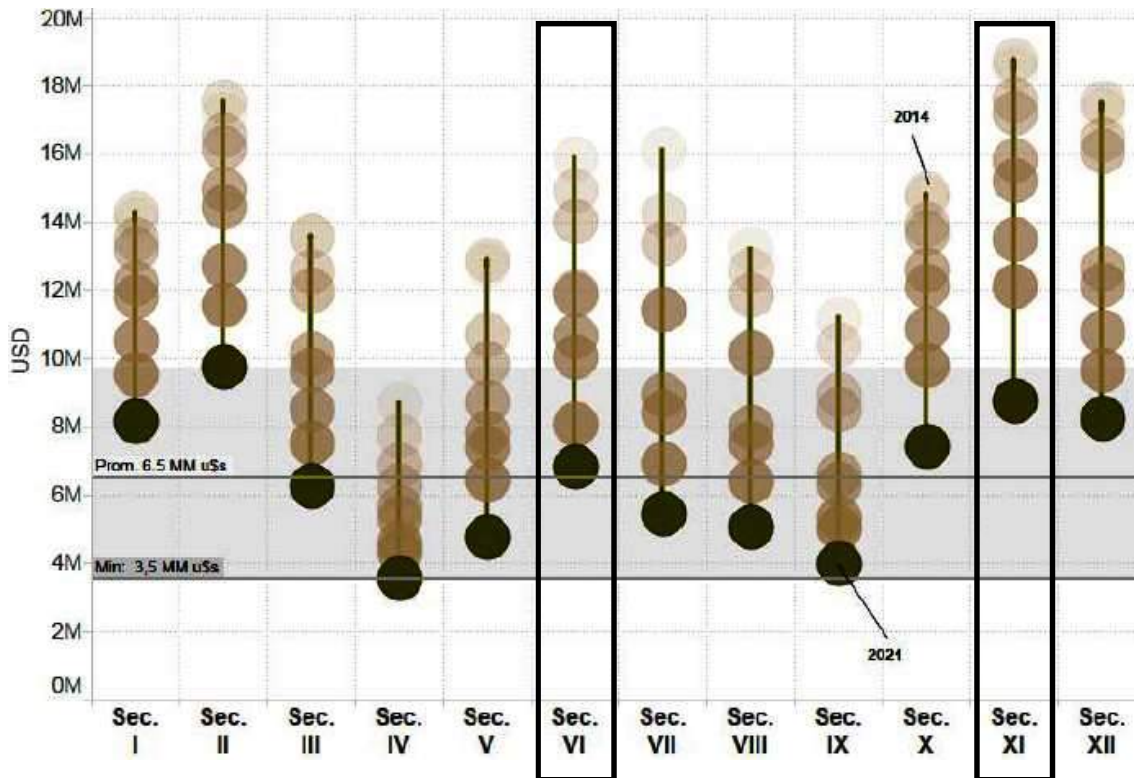
Fuente: Shale oil y shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva. DI SBROI AVACCA Nicolás. En <http://encyclopedie-energie.org/articles/shale-oil-y-shale-gas-en-argentina-estado-de-situación-y-prospectiva> (2014)

Nota: Cada círculo indica una concesión y el color implica condiciones de subsuelo y superficie homogéneas.

Costos Directos

Con respecto a los costos directos por pozo, se ha tomado en cuenta el ejercicio de prospectiva realizado para la cuenca neuquina, en un horizonte de tiempo desde 2014-2021. Como se indicó, las secciones que corresponden a Mendoza son la Sección VI y la Sección XI.

Evolución estimada de los costos por pozo para cada Sección entre los años 2015 y 2021



Fuente Academia Nacional de Ingeniería (2014)

En la figura anterior se presentan los costos directos por sección, como se indicó nos concentraremos en las secciones VI y XI que corresponden a Mendoza. En la sección VI, adoptada en nuestro caso, los costos directos estimados bajarían de 16MM USD a 7 MM USD entre 2014-2021.

Siguiendo la metodología adoptada por Dr. Ing. Raúl Bertero (UBA Academia Nacional de Ingeniería) en su informe "Evolución Esperada de la Producción de Yacimiento de Vaca Muerta"⁷⁶ para la estimación básica y elemental a mediano y largo plazo de los niveles de producción, se adoptaron los siguientes supuestos:

- a) Un conjunto de perforaciones no convencionales con ramales horizontales, ubicada a 3.000 metros promedio de profundidad.
- b) Las perforaciones se alojan sobre una ventana de shale oil.
- c) Periodo de 25 años.
- d) Un total de 165 perforaciones horizontales con una longitud promedio de 1.000 metros y un promedio de 5 fracturas. Se ha considerado en este caso solamente la Sección VI, que es la que tiene mayores condiciones de desarrollo.

⁷⁶ Para más información: <http://www.acaingpba.org.ar>, Evolución Esperada De La Producción Del Yacimiento De Vaca Muerta, Dr. Ing. Raul Bertero UBA – Academia Nacional de Ingeniería <http://www.enernews.com/nota/275083/video-ypf-y-la-extraccion-shale-en-vaca-muerta>

- e) Se adopta una matriz de progresión de ejecución de perforaciones basado en la mejora de tecnologías y en una curva de aprendizaje (costos) descendiente, distribuido en 18 años y para el conjunto de 165 perforaciones.

Distribución de pozos totales en funcionamiento por año y sección

Año	Sección VI Formación VM	Sección XI Formación VM
1	2	
2	4	
3	4	
4	16	
5	16	
6	16	
7	32	
8	32	
9	32	8
10	38	10
11	46	12
12	55	14
13	66	14
14	80	17
15	96	20
16	115	24
17	138	29
18	165	34

*Fuente: Extraído de Evolución esperada de la producción del yacimiento de Vaca Muerta -
Dr. Ing. Raúl Bertero (UBA)*

- f) Los perfiles de producción o declinación de un pozo no convencional se modela a través una función hiperbólica decreciente.

$$q_t = q_i * (1 + b * D_i * t)^{-\frac{1}{b}}$$

Esta curva hiperbólica de Arps modificada se encuentra gobernada por tres parámetros: el caudal inicial (q_i), la declinación inicial (D_i) y un factor b .

Algunos de los resultados obtenidos en diversos pozos de la formación de Vaca Muerta indican el siguiente ajuste del modelo:

Comparación de los parámetros estimados de Arps y EUR*

Parámetros	Pozo vertical Form. VM (media)	Pozo horizontal Form. VM (1pozo)	Pozo horizontal Form. VM + Quintuco inferior (1 pozo)
Periodo (t)	25 años (300 meses)	25 años (300 meses)	25 años (300 meses)
q_i	32 m ³ /d	53.5 m ³ /d	80 m ³ /d
b	1.8	1.8	1.8
D_i	0.48	0.25	0.125
Produc. acum. (t) (*)	28.000 m ³	61.800 m ³	129.160 m ³

Fuente: Schmidt, Julio Alonso y Adolfo Giusiano (2013)

(*) EUR: Rendimiento acumulado esperado del pozo

A los fines del presente informe se adoptan los parámetros de un pozo horizontal de la formación Vaca Muerta para modelar la producción de shale oil en la Sección VI de Mendoza para un horizonte de 25 años, resultando lo siguiente:

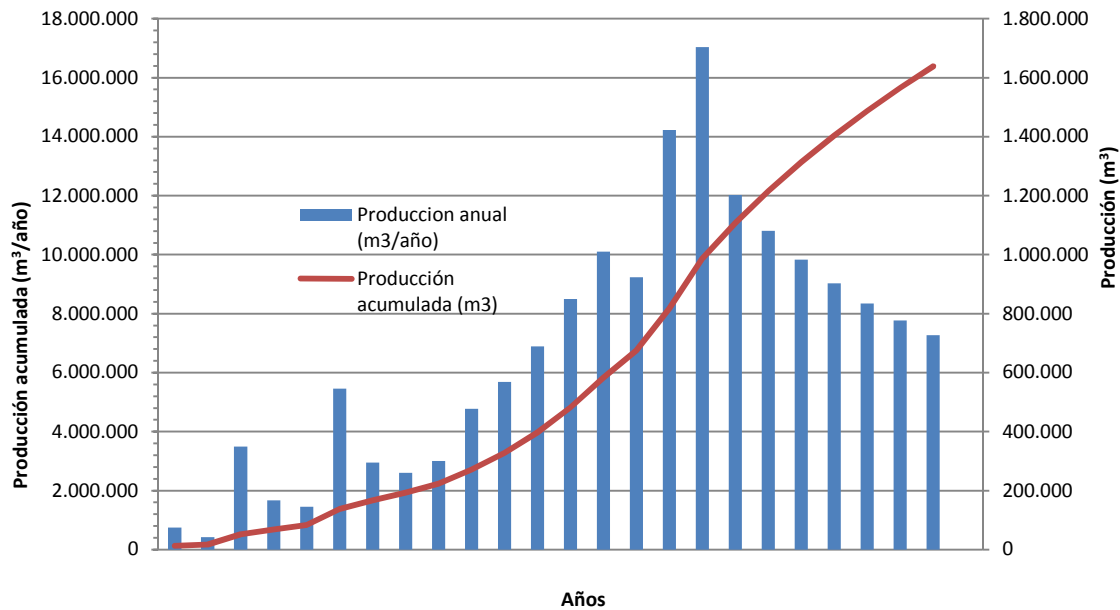
Producción anual total y acumulada para Mendoza en m³

Año	Producción anual total (m ³)	Producción acumulada (m ³)
1	52.173	
2	74.549	126.722
3	41.745	168.467
4	349.486	517.953
5	166.597	684.550
6	145.293	829.843



Año	Producción anual total (m ³)	Producción acumulada (m ³)
7	546.249	1.376.091
8	294.799	1.670.890
9	294.799	1.930.998
10	300.042	2.231.040
11	477.790	2.708.830
12	568.417	3.277.247
13	688.657	3.965.903
14	849.967	4.815.870
15	1.009.912	5.825.782
16	923.699	6.749.481
17	1.422.551	8.172.032
18	1.704.089	9.876.121
19	1.202.030	11.078.151
20	1.080.844	12.158.995
21	983.214	13.142.209
22	902.642	14.044.851
23	834.873	14.879.724
24	776.988	15.656.713
25	726.911	16.383.624

Producción anual total y acumulada en m³ en Mendoza



Fuente: Elaboración propia. Datos del Ministerio de Energía de la Nación (2017)

Si bien se trabajó con esta simulación basada en la bibliografía existente, es importante remarcar que en la actualidad la técnica sigue evolucionando y la cantidad de fracturas por pozos horizontales está en aumento, llegando hasta 25 fracturas para cada uno. Por otra parte, las locaciones donde se ubican los yacimientos son cada vez más pequeñas realizándose en cada una de ellas hasta 8 pozos, en vista a minimizar costos y reducir el impacto ambiental en superficie.

Valoración económica de la producción de shale oil. Formación Vaca Muerta en Mendoza

La estimación económica en cuanto al valor de producción y los ingresos fiscales de la actividad petrolera bajo métodos no convencionales para Mendoza, según los supuestos ensayados y teniendo en cuenta un valor de USD 70 el barril⁷⁷, una alícuota de Ingresos Brutos del 1,5% sobre el valor de producción y una alícuota del 13% de regalías (manteniendo estabilidad fiscal), arrojarían los siguientes resultados.

Año	Valor de producción (USD)	Ingresos fiscales (USD)	
		Ingresos Brutos (1,5%)	Regalías petrolíferas (13%)
1	22.971.176	344.568	2.986.253

⁷⁷ Aquí se usó la equivalencia de 1 m³ = 6.29 bbl.

Año	Valor de producción (USD)	Ingresos fiscales (USD)	
		Ingresos Brutos (1,5%)	Regalías petrolíferas (13%)
2	32.822.786	492.342	4.266.962
3	18.379.870	275.698	2.389.383
4	153.873.650	2.308.105	20.003.574
5	73.350.270	1.100.254	9.535.535
6	63.970.485	959.557	8.316.163
7	240.505.574	3.607.584	31.265.725
8	129.795.767	1.946.937	16.873.450
9	114.521.980	1.717.830	14.887.857
10	132.104.147	1.981.562	17.173.539
11	210.364.121	3.155.462	27.347.336
12	250.266.025	3.753.990	32.534.583
13	303.205.863	4.548.088	39.416.762
14	374.228.404	5.613.426	48.649.693
15	444.650.142	6.669.752	57.804.518
16	406.691.725	6.100.376	52.869.924
17	626.329.378	9.394.941	81.422.819
18	750.286.480	11.254.297	97.537.242
19	529.237.129	7.938.557	68.800.827
20	475.880.454	7.138.207	61.864.459
21	432.895.241	6.493.429	56.276.381
22	397.420.715	5.961.311	51.664.693
23	367.582.990	5.513.745	47.785.789
24	342.096.999	5.131.455	44.472.610
25	320.048.687	4.800.730	41.606.329

Fuente: Elaboración propia de acuerdo a los resultados de la simulación

Esto permitiría alcanzar una producción anual entre los años nº 15 y nº 20 de más de 1 millón de m³, esto a valores de producción actual es aproximadamente un 23% de shale oil vs petróleo convencional.

Si se valora económicamente esta producción, lo recaudado entre los años nº 15 y nº 20 en concepto de regalías estaría en el orden de un 32% a un 55% de incremento respecto a las del

año 2017. A esto hay que sumar lo pertinente a Ingresos brutos que es el 1,5% del valor de la producción anual.

Impacto en la Mano de Obra de la explotación de Hidrocarburos no convencionales

Por otro lado, Pereira y otros - Accenture (2014) establece que el impacto que tendría el desarrollo de este tipo de actividad directamente en el empleo, estaría entre un rango promedio anual de 19.900 a 21.000 nuevos puestos para Vaca Muerta en el periodo 2015-2035.

	Promedio anual de empleos creados			
	Extracción de petróleo y gas	10 Industrias principales	Resto de la Economía	Impacto PBI Total
Estimación mínima (puestos de trabajo)	600	7.600	11.700	19.900
% respecto al total de empleos generados	3%	38%	59%	100%
Estimación máxima (puestos de trabajo)	600	8.200	12.200	21.000
% respecto al total de empleos generados	3%	39%	58%	100%

Fuente: elaboración propia en función de la simulación realizada conforme a los datos de la cuenca neuquina

Si se asume una posición conservadora, se podría establecer que el impacto directo de la mano de obra en el periodo de tiempo estimado (2015-2035), implicaría 19.900 nuevos puestos de trabajo promedio anuales durante 20 años.

Mientras que si se analiza la composición de dicho número en lo que se refiere al impacto de la industria relacionada, en igual periodo implicarían entre 7.750 y 8.250 nuevos empleos.

Promedio anual de empleos nuevos en industrias relacionadas a la actividad hidrocarburífera no convencional

Promedio anual de empleos creados

Industrias	Estimación mínima (Puestos de trabajo)	Estimación máxima (puestos de trabajo)
Actividades de soporte a la minería	1.500	1.600
Transporte marítimo y terrestre de pasajeros	1.300	1.400
Transporte por ductos	100	100
Bienes inmuebles y construcción	1.100	1.200
Manufacturas de productos de hierros y acero	200	200
Servicios profesionales	2.700	2.900
Productos para refinería	50	50
Servicios públicos	200	200
Empleo total	300	300
Productos Plásticos	300	300
Empleo total	7.750	8.250

Fuente: Elaboración propia en función de la información de Pereira, EIU e INDEC.

El efecto indirecto se relaciona con las empresas de servicios petroleros que se demandan para poder realizar la explotación del petróleo no convencional.

Impacto de la Mano de Obra en Mendoza según estimaciones realizadas

Como se mencionó, a los fines del presente informe se adoptan los parámetros de un pozo horizontal de la formación Vaca Muerta para modelar la producción de shale oil en la Sección VI de Mendoza para un horizonte de 25 años, en la cual se realizarían 165 pozos, distribuidos en el tiempo.

Según el estudio efectuado Dr. Ing. Raúl Bertero (UBA Academia Nacional de Ingeniería), estimó de mano de obra se requerirán 19.900 empleos promedio anuales, en un escenario de mínima. En función de esta información y de los 165 pozos que se efectuarán, el total de empleos generados ascenderán a 1.500. Mientras que en un escenario de máxima para el área

de Vaca Muerta se han estimado 21.000 empleos promedio anuales, lo que implicaría 1.583 empleos promedios anuales.

Empleos Estimados para Vaca Muerta Sección VI Mendoza

	Pozos	Empleos Totales Anuales	
		Escenario Mínima	Escenario Máximo
Área de Vaca Muerta	2.189	19.900	21.000
Sección VI Vaca Muerta	165	1.500	1.583

Análisis respecto a los insumos que demanda la actividad en Mendoza

a) Agua

En este caso es el Departamento General de Irrigación (DGI) quien autoriza la concesión de agua a la empresa petrolera y fija un canon por su uso. Según resolución 856/2017, art 6 del Honorable Tribunal Administrativo (HTA) del DGI, se fija el canon correspondiente al año 2018. En el mismo se establece para la actividad petrolera un canon de \$10 por m³ de agua (0.548⁷⁸ USD/m³), sin embargo hace una distinción entre el canon de la actividad petrolera convencional y la no convencional, siendo este último de \$20 por m³ de agua (1.07 USD/m³). Esto implicaría una diferencia en la recaudación de la provincia de prácticamente el 100% en caso que la concesión se aplique a la explotación de petróleo no convencional.

En cuanto al volumen de agua, en la actualidad la perforación convencional de un pozo demanda de 30 a 60 m³ (caso del área Chachahuen en Mendoza) y en el área Potrerillos desde 200 m³ con un máximo de 500 m³ en algunos casos. Mientras que en la perforación no convencional con estimulación hidráulica, se requieren entre 300 y 400m³ por fractura para el tight (pozos verticales con 6 a 10 fracturas en Mendoza) y entre 1.200 y 1.500m³ por fractura para el shale (pozos horizontales que hoy llegan a 25 fracturas).

En función de estos datos y considerando las tarifas vigentes para 2018 del DGI, se ha calculado el monto que se percibiría por uso del agua en un pozo de explotación petrolera, tanto en el caso de explotación convencional como no convencional.

⁷⁸ Se ha tomado como referencia tipo de cambio dólar venta (29/12/2017)

Recaudación por cobro de canon de uso de agua en USD/m³ Explotación convencional de petróleo

EXPLOTACIÓN CONVENCIONAL DE PETRÓLEO	Pozo	Fractura	Consumo Agua m ³ /pozo		Recaudación Canon de agua (USD/m ³)	
			Mínimo	Máximo	Consumo Mínimo	Consumo Máximo
Petrolera convencional						
Área Chachahuen	1	-	30	60	16	32
Formación Potrerillos	1	-	200	500	107	268

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Resolución 856/17 del HTA de DGI

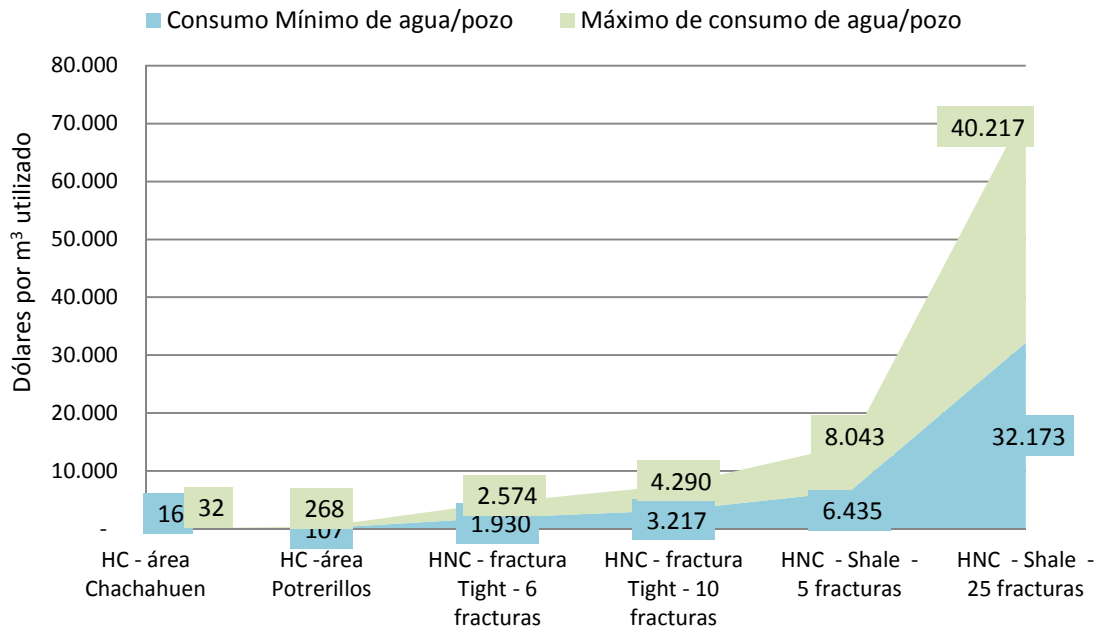
Recaudación por cobro de canon de uso de agua en USD/m³ Explotación no convencional de petróleo

EXPLOTACIÓN NO CONVENCIONAL DE PETRÓLEO	Pozo	Fractura	Consumo Agua por Fractura (m ³)		Consumo Agua por Pozo (m ³)		Recaudación Canon de agua (USD/m ³)	
			Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Consumo Mínimo	Consumo Máximo
Tight	1	6	300	400	1.800	2.400	1.930	2.574
	1	10	300	400	3.000	4.000	3.217	4.290
Shale	1	5	1.200	1.500	6.000	7.500	6.435	8.043
	1	25	1.200	1.500	30.000	37.500	32.173	40.217

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Resolución 856/17 del HTA de DGI

Si se observa comparativamente el monto ingresado por canon de uso de agua en explotación petrolera convencional y no convencional, el ingreso es mayor en esta última. No obstante, como el canon está en función del consumo de m³, es clara la diferencia en consumo de agua por pozo

Ingresos estimados por cobro del canon del DGI por pozo (USD/m³) para explotación petrolera

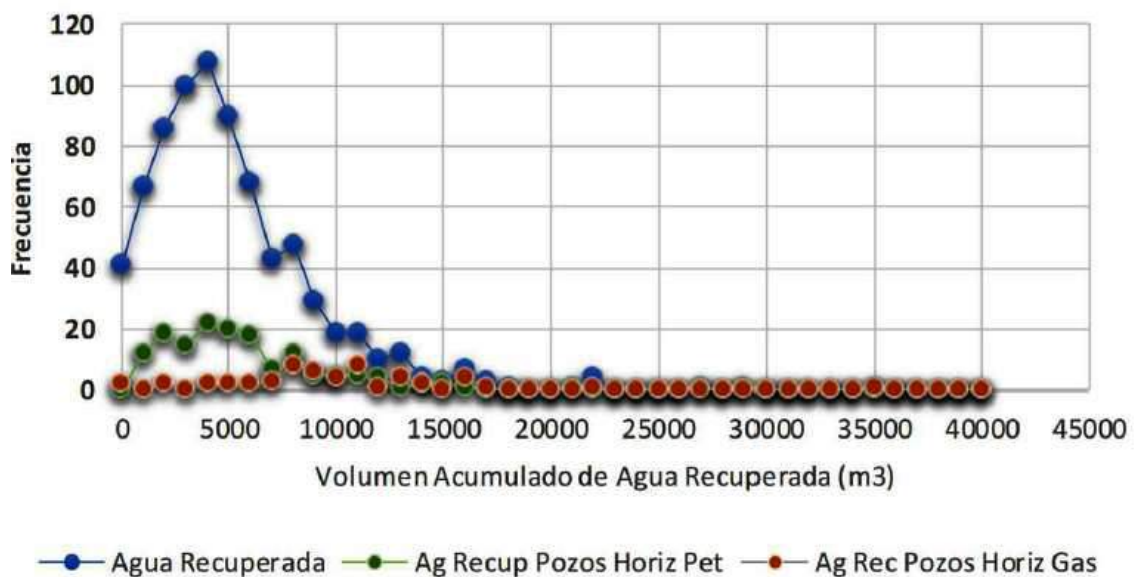


Fuente Elaboración propia en base a datos de Resolución 856/17 del HTA de DGI

Cabe mencionar que en este tipo de explotación puede usarse el agua recuperada. Según la reciente resolución 249/18 emitida por el DGI, se establece que para el caso de fractura hidráulica se deberá hacer uso de agua de formación, salvo que a través de prueba fehaciente, la empresa demuestre la inexistencia de la misma. Como no hay datos de lo que podría ser en la zona de análisis, se presenta a continuación una estimación del volumen acumulado de agua en m³ recuperada para los Pozos de Vaca Muerta.

Volumen Acumulado de Agua Recuperada de los Pozos de Vaca Muerta

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación



Fuente: Informe elaborado por Carlos Vale Piana – Septiembre 2017 ©Año1-Mes9-Nº1

Como se ha mencionado, la estimación de la cantidad de pozos que podrían realizarse en el escenario adoptado en el área de Mendoza de Vaca Muerta sería de 165. Sin embargo, según lo mencionado en el capítulo ambiental, es necesario incentivar el reuso del agua una vez realizada la primera perforación lo que es ratificado por la resolución del DGI mencionada, motivo por el cual no se puede hacer una proyección lineal del monto a recaudar por el cobro del canon de uso de agua a las petroleras.

	Tarifa en Pesos	Tarifa en USD
Permiso perforación	81.000	4.343
Permiso de modificación	6.700	359
Inscripción RUP	92.857	4.979
Inscripción RUE	4.300	231

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Resolución 856/17 del HTA de DGI

A estos montos se debe agregar el permiso para realizar un nuevo pozo cuyo costo total aprobado por DGI para el periodo 2018 es de \$81.000 (USD 4.343⁷⁹) desde el pedido hasta la acordada final. Mientras que si se plantea una reforma solamente del pozo, el valor es de \$6.700 (USD 359).

Por otro lado, el DGI aplica otro canon anual por control de contaminación, para lo cual la empresa debe inscribirse en el Registro Único de Empresas Petroleras (RUP) y tiene un costo de \$ 92.857 anual para 2018.

Las empresas vinculadas a la actividad deben inscribirse en el Registro único de Empresas (RUE)

b) Arenas

En el caso de las arenas o agente sostén que se demanda en operaciones de fractura hidráulica, si bien depende de la cantidad y diseño de la fractura, se estima un requerimiento en general de 250 Tn y 150 Tn por fractura según corresponda a petróleo o gas respectivamente.

Este tipo de insumo ha sido importado integralmente desde Estados Unidos al inicio, pero es importante señalar que YPF se encuentra evaluando la posibilidad de abastecimiento nacional, con mezcla de diferentes fuentes de aprovisionamiento de arenas, tales como Chubut, Entre Ríos, Rio Negro entre otros.

⁷⁹ Se ha tomado la cotización valor dólar 18.649

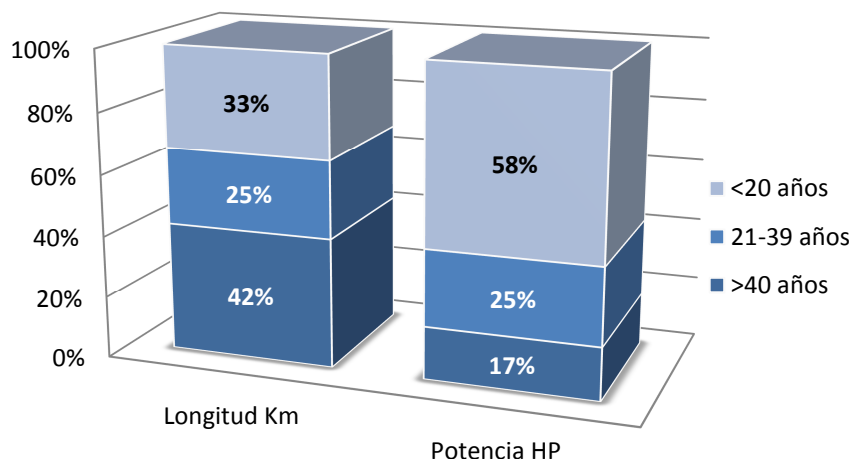
Sin embargo, este elemento no tendría impacto en Mendoza ya que hasta el presente no se dispone de información que indique presencia de arenas técnicamente aptas en nuestro territorio.

c) Tuberías

Los sistemas troncales de transporte operados por Transportadora de Gas del Norte y Transportadora de Gas del Sur, cuentan con un total de 15.923 Km de gasoductos y 1.164.620 HP de potencia instalada.

En Neuquén existe un sistema de tuberías que se utiliza para el transporte del petróleo obtenido por explotación convencional, sin embargo tiene cierta antigüedad. Los datos indican que el 42% de las tuberías y el 17% de la potencia instalada tienen una antigüedad superior a los 40 años.

Estado de la infraestructura de distribución al 2013



Fuente: Elaboración propia en base a IAPG De Vaca Muerte al hogar de los Argentinos

En un horizonte de 20 años, estudios realizados por el IAPG proyectan la necesidad de expansión de los gaseoductos Sur, Neuquén y tramos finales de Buenos Aires. Esta expansión implicaría un 50% más de cañería y alcanzaría una ampliación del 105% de su potencia de compresión. Los estudios realizados han estimado que se demandará una inversión entre 12.000 y 22.000 MMUSD, aproximadamente 1.100 MMUSD promedio por año en materia de sustentabilidad de la infraestructura actual y en las nuevas ampliaciones.

Además, bajo estas predicciones se plantea una ampliación del sistema actual de distribución entre 2013-2035 de 86.900 km y 1.420 estaciones de regulación. Según las estimaciones realizadas, las obras sobre las distribuidoras en las redes, las estaciones de regulación y las de modernización y normalización de las instalaciones internas en los domicilios, durante el periodo 2013 y 2035 requeriría una inversión cercana a los 20.000 MMUSD.

En síntesis, se podría establecer en la industria de gas que cada 3 dólares invertidos en el upstream⁸⁰ se requerirá la inversión de 1 dólar en el downstream⁸¹ del gas.

La demanda de cañería puede ser cubierta por la oferta nacional. Para todo el Yacimiento de Vaca Muerta, se estima que se requerirán 6.000 km de tuberías que implican 633.000 toneladas por año en el 2030.

En este caso la capacidad de producción actual del país es de 820.000 toneladas de tubos sin costura, lo que implicaría que gran parte sería utilizada solamente para abastecer al shale de Vaca Muerta en el año 2030. Se tiene así un impacto sobre la industria de tubos sin costura bastante considerable.

d) Transporte

En cuanto al traslado de los insumos hasta el yacimiento, se pueden evaluar diferentes opciones, ya sean camiones o ferrocarril. Para la zona productiva de Mendoza se deberá evaluar la mejor opción o combinación posible.

e) Cemento

Un insumo relevante que puede tener su impacto en la industria mendocina es el cemento. Se ha estimado que la demanda para los pozos de Vaca Muerta, sería de 780.000 toneladas en el año 2020 y 1.500.000 toneladas en el año 2030.

Según la Asociación de Fabricantes de Cemento Portland, entre el 2016 y 2017, los despachos de cemento sufrieron un crecimiento del 11.39%. Para abastecer el consumo interno se ha importado en el 2017 un 282% más. Es importante analizar la capacidad instalada en el país para el abastecimiento de este insumo y el impacto que produciría en esta industria la explotación de petróleo no convencional.

⁸⁰ Representa el sector de exploración y producción. Incluye las tareas de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y de gas natural, tanto subterráneos como submarinos, la perforación de pozos exploratorios, y posteriormente la perforación y explotación de los pozos que llevan el petróleo crudo o el gas natural hasta la superficie.

⁸¹ Incluyen las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural, así también, la comercialización y distribución de productos derivados. Este sector llega hasta los consumidores en forma de productos tales como: naftas, gasoil, querosén, combustibles aeronáuticos, fueloil, lubricantes, asfalto, gas natural comprimido y el gas licuado del petróleo, así como cientos de petroquímicos.

	Despacho de Cemento				Consumo del Mercado Interno			
	Despacho Nacional		Exportación		Despacho Nacional		Importaciones Propias	
Años	Acumulado	%/Total	Acumulado	%/Total	Acumulado	%/Total	Acumulado	%/Total
2016	10.797.494	99,20%	81.827	0,80%	10.797.494	99,80%	25.212	0,20%
2017	12.027.662	99,30%	79.173	0,70%	12.027.662	99,20%	96.302	0,80%
Crecimiento 2017/2016	11,39%		-3,24%		11,39%		282%	

Fuente: Elaboración Propia en función de información elaborada y disponible (2017)

Esta información resulta relevante considerando la cantidad de cemento producida por la Provincia de Mendoza. La filial Mendoza de la Cámara Argentina de la Construcción indicó que entre 2016 y 2017 se registró un incremento en el consumo de cemento a granel del 15,98%, debido principalmente a la obra pública⁸². En el caso de explotar Vaca Muerta en territorio mendocino, se incrementaría esta demanda.

Por otro lado, en estas consideraciones no se ha tenido en cuenta la demanda de cemento para la construcción de obras viales.

f) Infraestructura

f.1.) Caminos

El incremento en el tránsito vehicular, especialmente camiones, requerirá de caminos adecuados, por lo que hay que desarrollar esta infraestructura.

Si bien existen caminos en la región en la cual se desarrollarán las actividades, se supone que parte de los mismos deberán mejorarse y en otros casos realizar nuevas obras.

La Academia Nacional de Ingenieros⁸³, ha propuesto para el caso de construir caminos, una estructura simple, consistente en capa de rodamiento asfáltica, base y subbase granular apoyada sobre una subrasante de capacidad portante media. Asimismo consideran que solo se

⁸² Los andes, Suplemento Economía, Creció 8,1% la Construcción en Mendoza en el semestre, 26 de Junio de 2017

⁸³ Academia Nacional de Ingeniería, Instituto de Ingeniería.(2014) Documento número 5 Requerimientos para el desarrollo del reservorio de Vaca Muerta (Neuquén / ARGENTINA)

requiere de una calzada indivisa de 1 carril por sentido de circulación y sin prever puentes importantes. Bajo este supuesto, en el 2014, se estimó un costo de 2.8 MMUSD/km.

Otro costo a considerar es el caso de la rehabilitación de rutas existentes, que incluiría ensanche de la calzada de 7.30 m con la misma estructura, para lo cual se calculó un presupuesto de 1,5 MMUSD/Km de inversión.

Ambos son valores unitarios de inversión. Para el caso de Mendoza sería conveniente efectuar el relevamiento vial en el área a intervenir y definir los caminos nuevos a realizar y existentes a mejorar.

Si bien es una inversión que acompaña la explotación del petróleo no convencional, podría considerarse un beneficio para el desarrollo de zonas alejadas, facilidades para el turismo aventura o como infraestructura preexistente para el desarrollo de energías renovables en esos territorios.

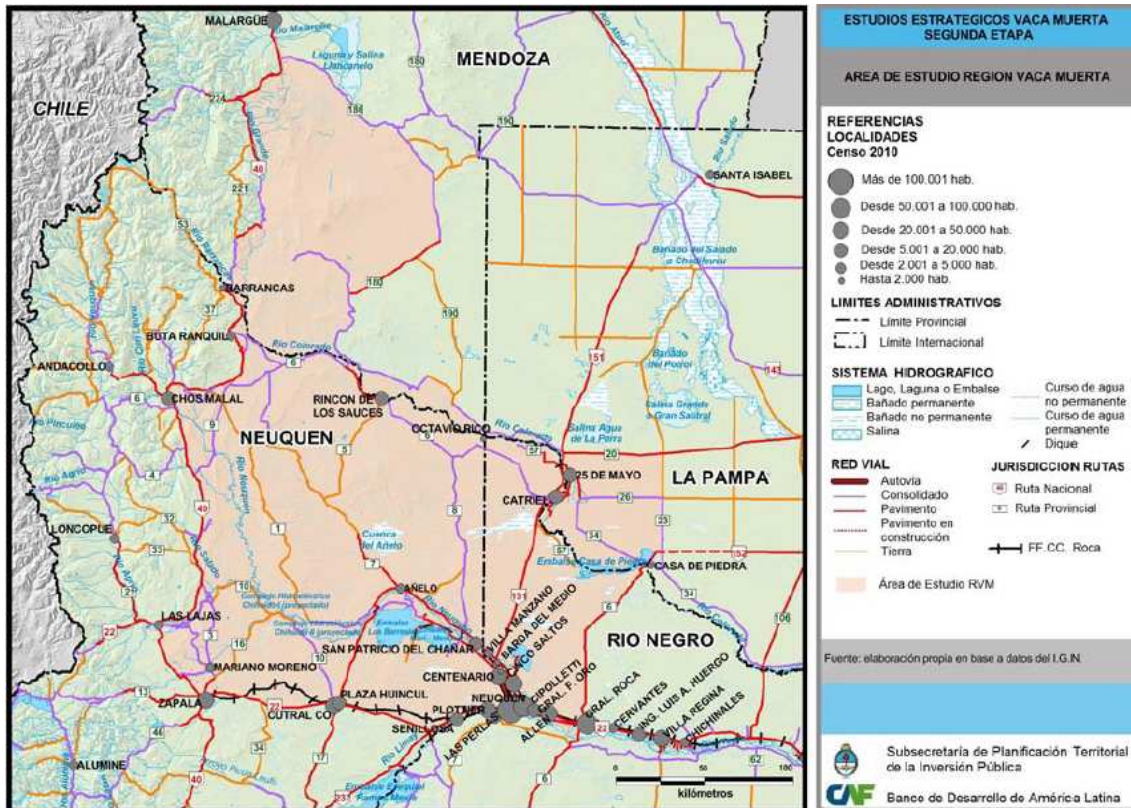
f.2.) Obras de conducción del agua

Es clara la necesidad de agua para poder llevar a cabo la fractura hidráulica en explotación de hidrocarburos de forma no convencional, pero por otra parte se ha planteado la conveniencia de utilizar agua ya extraída. En algunos casos, si fuera técnica y económicamente justificable, se podría estudiar la construcción de acueductos para manejar en forma más eficiente este insumo, controlando mejor la posibilidad de contaminación y disposición final.

Aspectos Sociales de la Producción de Hidrocarburos No Convencionales

Poblaciones

Estudios estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública, han efectuado un análisis del impacto social de la actividad hidrocarburífera en el área de Vaca Muerta. El mismo incluye el territorio que corresponde a Mendoza como se puede observar en la siguiente figura.



Fuente: CAF-Banco de Desarrollo de América Latina, en el marco del Programa de Fortalecimiento Institucional de la Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión

La superficie de Mendoza ha sido delimitada por caminos provinciales que se encuentran en las proximidades del río Colorado. En cuanto al límite entre La Pampa - Mendoza y la RN 40, no hay caminos próximos al río Colorado. La continuidad vial se produce por las RP 180 y 186, quedando demarca una zona muy extensa con mínima ocupación demográfica y bajo nivel productivo.

Ahí se encuentra la Reserva Provincial El Payén y confluye con la RN 40 en las cercanías de Malargüe, único núcleo urbano de importancia del sur de esta provincia.

Entre las rutas provinciales 180 y 185 y por otro lado la Ruta Nacional 40 y su cercanía, se encuentran las zonas con mayor probabilidad para la explotación petrolífera no convencional.

Es necesario aclarar que esta superficie es superior a la delimitada por la cuenca debido a que se ha demarcado considerando las rutas.

El proceso de ocupación de estos territorios se realizó en épocas bastante recientes, ya que con la Conquista del Desierto entre 1878 y 1884 se logra el dominio de las zonas, antes en poder de los pueblos originarios.

No obstante el triunfo militar, se reconoce la primera ocupación de norte-sur proveniente desde Mendoza, que se instala en lo que hoy es la Ciudad de Malargüe, el resto de las ocupaciones se realizaron posteriormente más al sur.

Si bien el desarrollo se fue realizando paulatinamente, es con el descubrimiento de yacimientos de petróleo, que se da lugar a la fundación de Plaza Huincul en 1918 entre Neuquén y Zapala, y luego Cutral Co.

El resto del área tiene escasa población hasta la creación de Añelo en 1915 a la vera del Río Neuquén, centro ganadero y agrícola.

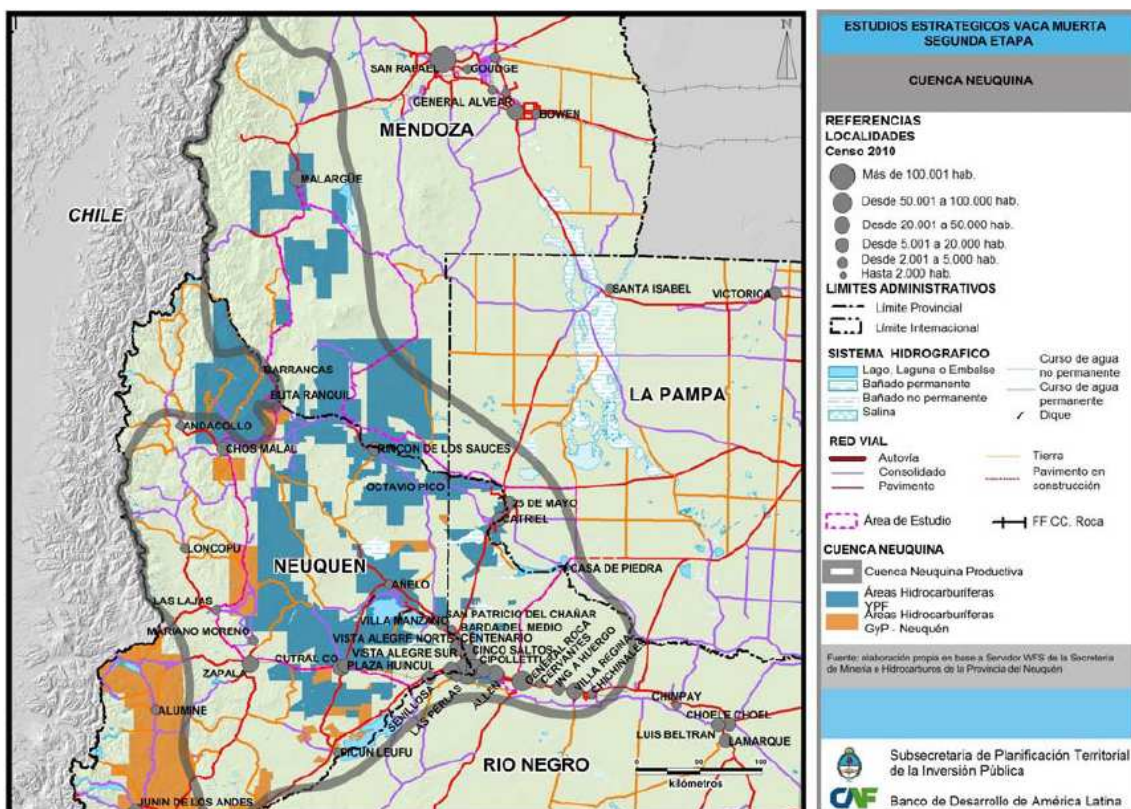
Es en la década del 70 que se fundan dos poblaciones principalmente destinadas al servicio de la actividad petrolera, San Patricio del Chañar (1973) y Rincón de los Sauces (1972).

Al analizar el proceso de ocupación de este territorio, se observa que presenta tres grandes etapas: ocupación militar, agrícola y petrolera, y que la cuarta etapa de ocupación y de transformación socio territorial, sería la nueva explotación hidrocarburífera no convencional.

Ante este panorama, se plantea que es necesario generar políticas para lograr un sistema diversificado de actividades, que preserven el ambiente y permitan un desarrollo socio territorial apropiado para sus habitantes.

En la siguiente Figura se presentan las localidades ubicadas en el área de explotación o cercana.

Asentamientos urbanos y densidad rural departamental. Provincias de Neuquén, Río Negro, Mendoza y La Pampa.



Fuente: CAF-Banco de Desarrollo de América Latina, en el marco del Programa de Fortalecimiento Institucional de la Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión (2010)

Como se observa en el mapa, los grandes conglomerados de población son el Gran Mendoza (459.445 hab) y Cipolleti- Neuquén El primero se encuentra a 1000km de distancia del área de estudio y el segundo a 600km. No obstante el centro poblado más cercano en Mendoza es la Ciudad de Malargüe a 400 km del área.

Empleo

La tasa de empleo provincial indica que el 64% se concentra en el Gran Mendoza, el 14% en el Sur, el 12% en el Este, 7% en Valle de Uco y el resto en la región Noreste.

En el caso de Malargüe, posee 11.489 personas ocupadas de las cuales el 71,2% se encuentran en el área urbana y el 28,8% restante en el área rural.

Mendoza: Población ocupada por zona, región y departamento de residencia - Año 2016

	Total		Urbano		Rural	
	Personas	%	Personas	%	Personas	%
Total	723.409	100	548.671	75,8	174.738	24,2
Gran Mendoza	459.445	100	401.633	87,4	57.811	12,6
Este	86.508	100	50.396	58,3	36.112	41,7
Noreste	26.507	100	7.859	29,6	18.649	70,4
Valle de Uco	48.251	100	21.693	45,0	26.558	55,0
Sur	102.697	100	67.090	65,3	35.607	34,7
Capital	56.804	100	56.804	100,0	0	-
General Alvear	17.177	100	10.540	61,4	6.637	38,6
Godoy Cruz	77.135	100	77.135	100,0	0	-
Guaymallén	118.452	100	102.562	86,6	15.890	13,4
Junín	16.093	100	6.818	42,4	9.276	57,6
La Paz	3.938	100	2.805	71,2	1.134	28,8
Las Heras	81.075	100	75.202	92,8	5.873	7,2
Lavalle	16.088	100	2.696	16,8	13.392	83,2

	Total		Urbano		Rural	
	Personas	%	Personas	%	Personas	%
Luján de Cuyo	52.020	100	41.310	79,4	10.710	20,6
Maipú	73.959	100	48.620	65,7	25.339	34,3
Malargüe	11.489	100	8.179	71,2	3.310	28,8
Rivadavia	21.249	100	11.724	55,2	9.525	44,8
San Carlos	13.708	100	3.999	29,2	9.709	70,8
San Martín	49.165	100	31.854	64,8	17.311	35,2
San Rafael	74.032	100	48.372	65,3	25.659	34,7
Santa Rosa	6.481	100	2.358	36,4	4.123	63,6
Tunuyán	20.129	100	13.375	66,4	6.754	33,6
Tupungato	14.414	100	4.319	30,0	10.095	70,0

Fuente: Elaboración propia con datos de la D.E.I.E. en base a la Encuesta de Condiciones de Vida. Mendoza. Año 2016.

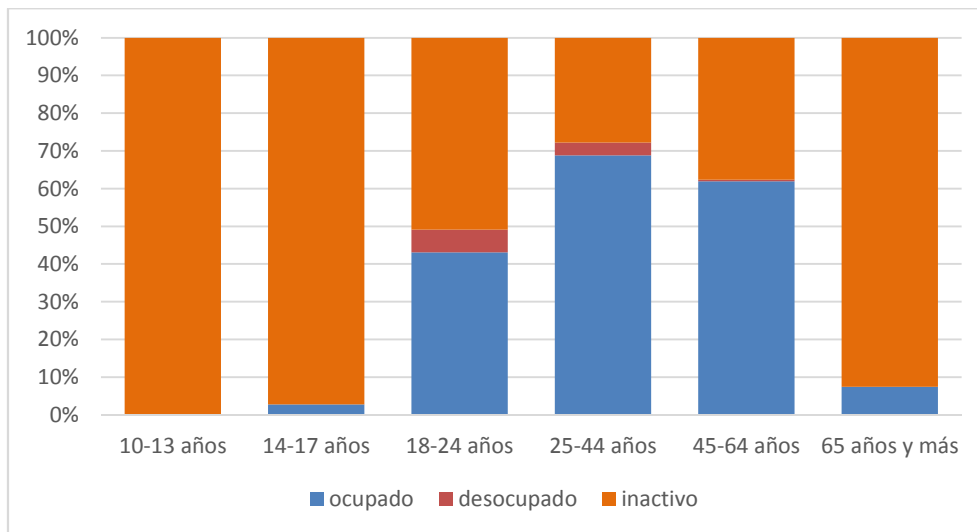
Malargüe presenta relativamente baja población rural en comparación con los otros departamentos de la zona, San Rafael y General Alvear.

De la población mayor a 10 años, Malargüe presenta un 44,1% ocupada (11.489 personas), solo el 2% está desocupada (521 personas), y el 53,9% está inactiva (14.042 personas).

El nivel de empleo si bien es mayor que el resto de departamentos del Sur, resulta desfavorable al compararlo con el promedio de Mendoza.

Con respecto a la edad, en el rango de 25 a 44 años, 7 de cada 10 personas tienen empleo, y en el grupo de 45 a 64 años, casi 6 de cada 10 trabajan, y en los jóvenes de 18 a 24 años, su participación se aproxima al 40%. (Ver figura siguiente)

Malargüe: Población de 10 años y más según condición de actividad



Fuente: Elaboración propia en base a la Encuesta de Condiciones de Vida años 2012 y 2016.

Al comparar la participación por edad con el promedio provincial y la zona Sur, la categoría sub-representada en el mercado laboral es la de personas de entre 25 y 44 años, la cual resulta 5,3 puntos mayor en el promedio provincial (y 2 puntos mayor en la zona Sur). Esto implica que existe un alto potencial de mano de obra que podría ocuparse en nuevas actividades económicas. (UNCuyo, 2017).

Unos 1.500 trabajadores (13%) de los jóvenes participan del mercado de los ocupados. El grupo de edad entre 25 y 44 años posee una participación relativamente elevada llegando casi al 50% (5.800 ocupados); finalmente, un tercio de los trabajadores poseen entre 45 y 64 años.

Población ocupada de 10 años y más por grupos de edad según departamento y zona de residencia

Región	Grupos de edad						
	Total	10-13	14-17	18-24	25-44	45-64	65 y más
Total	100,0	0,1	1,1	14,4	45,4	33,5	5,6
Región Sur	100,0	0,1	0,8	13,0	45,3	36,0	4,8
Malargüe	100,0	0,0	0,6	13,1	49,4	34,9	2,0

Fuente: DEIE, en base a Encuesta de Condiciones de Vida 2016 y 2012.

Con respecto al nivel educativo de la población ocupada en Malargüe se presenta que un 39,6% tiene nivel educativo básico (sin instrucción hasta primario completo), 41,6% un nivel medio (secundario incompleto y completo) y 18,9% nivel superior (universitario incompleto y completo).

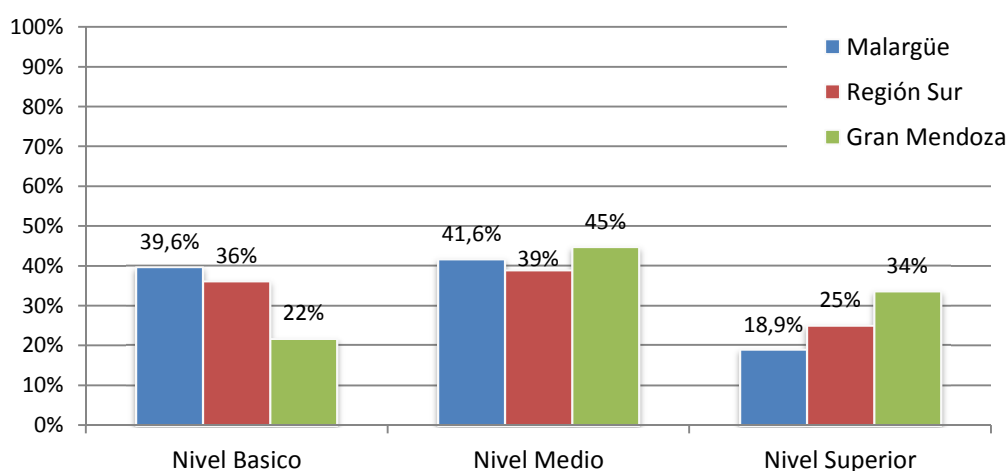
Población ocupada por máximo nivel de instrucción alcanzado, según región de residencia

	Total		Nivel Básico		Nivel Medio		Nivel Superior	
	Personas	%	Personas	%	Personas	%	Personas	%
Total	723.409	100	201.047	27,8	307.066	42,4	215.128	29,7
Gran Mendoza	459.445	100	100.132	21,8	204.739	44,6	154.573	33,6
Sur	102.697	100	37.068	36,1	39.816	38,8	25.797	25,1
Malargüe*	11.489	100	4.550	39,6	4.779	41,6	2.171	18,9

Fuente: Elaboración propia en base a Encuesta de Condiciones de Vida 2016 y 2012.

Nota: diferencias entre total y sumatoria de categorías obedecen a personas que no respondieron.

El nivel educativo de los ocupados en Malargüe es inferior al promedio provincial y regional. No obstante analizado por nivel educativo, el básico es 3,5 puntos mayor que la zona Sur y 11,8 puntos respecto al promedio provincial.



El nivel educativo de los ocupados muestra cierta desventaja comparativa para Malargüe, la cual se concentra principalmente en el sector urbano, donde la Provincia y la zona Sur muestran menor proporción de ocupados con nivel básico (en el área rural Malargüe no muestra niveles educativos diferentes al promedio provincial y regional).

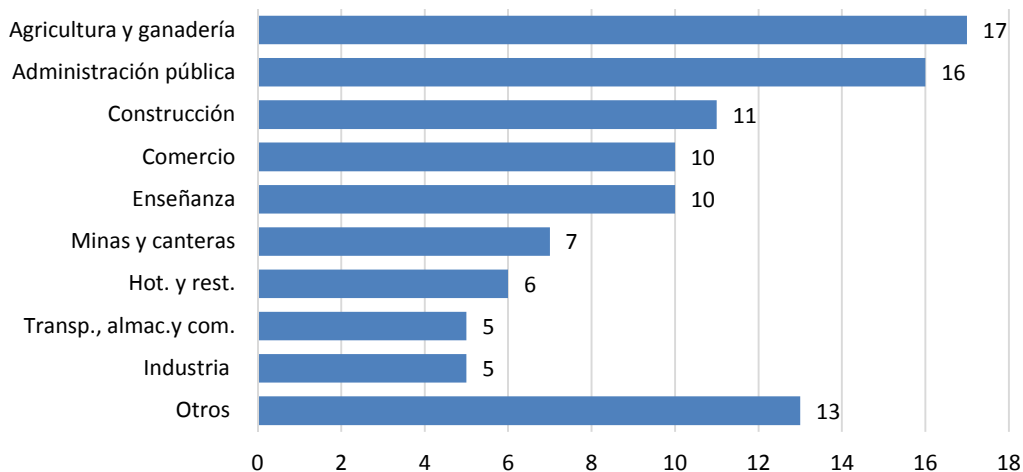
Sin embargo, cuando se analiza el tipo de trabajo que realizan los ocupados en función a la calificación ocupacional, se advierte que los puestos de trabajo que no requieren calificación no se encuentran sobre-representados en Malargüe en relación al promedio provincial.

Con respecto a los ocupados en Malargüe, 24% se desempeña en puestos que no requieren calificación (versus 31% en Mendoza y 28% en zona Sur), 46% requiere una calificación operativa, 25,8% una calificación técnica y 3,6% una calificación profesional.

Esto demostraría un nivel de calificación elevado en las personas ocupadas en Malargüe, que podrían ser atraídas por las explotaciones de Vaca Muerta

Como se sabe, los puestos que no requieren calificación se asocian a bajos niveles de salario, y alto nivel de informalidad. Por lo tanto, la desventaja que se advierte en Malargüe en el análisis de ocupados por nivel educativo no se traduce necesariamente en mayores empleos no calificados, ni en mayores niveles de informalidad. (UNCuyo, 2017)

Malargüe: Población ocupada por rama de actividad económica donde se desempeñan (%)



Fuente: MGIA - UNCuyo en base a Encuesta de Condiciones de Vida (2012)

Demanda de Formación

Respecto a la mano de obra, este tipo de explotación demanda la realización de una gran cantidad de pozos perforados para sostener los niveles de producción, lo que implica contar con gran cantidad de personal especializado.

Esto tendrá un impacto directo en la demanda de estos profesionales y en la capacitación que deben recibir para trabajar en forma eficiente en la perforación y producción de recursos no convencionales.

La situación actual plantea una escasez de profesionales formados, tanto ingenieros, como geólogos y geofísicos. En Argentina hay actualmente 100.000 ingenieros y se gradúan por año 6.000. Esto implicaría que existe un ingeniero cada 6.600 habitantes, cuando lo que se requiere es que sea uno cada 4.000 habitantes.

En un estudio que realizó Merce⁸⁴ en 2015, “el 65% de las compañías dedicadas a la ingeniería en petróleo opinaban que es muy difícil conseguir personal calificado”.

⁸⁴ Universia Argentina. Dónde estudiar Ingeniería en Petróleo en Argentina (carreras y posgrados), Nota publicada el 12 de septiembre de 2016 en sitio web <http://noticias.universia.com.ar>.

Egresados en Ingeniería por especialidades



Fuente: Secretaría de Políticas Universitarias/Infobae (2017)

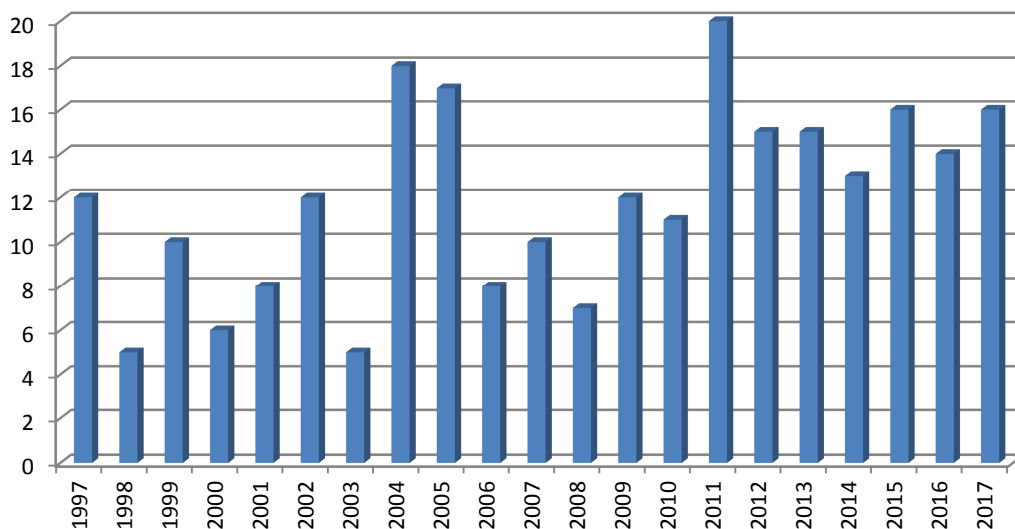
En Argentina existen 5 carreras de grado, una especialización y una maestría dedicada exclusivamente al estudio de la ingeniería en petróleo⁸⁵.

⁸⁵ Universia Argentina. Dónde estudiar Ingeniería en Petróleo en Argentina (carreras y posgrados), Nota publicada el 12 de septiembre de 2016 en sitio web <http://noticias.universia.com.ar>.

Entre ellas y como una de las más relevantes, se encuentra la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Cuyo quien forma profesionales en Ingeniería de Petróleos.

La carrera tiene por objetivo formar Ingenieros de Petróleos con la capacidad de encarar la problemática de los sistemas prospectivos y productivos, de transporte, industrialización y comercialización de petróleo y sus derivados y de aguas subterráneas; teniendo en cuenta los aspectos técnicos, científicos, medioambientales, sociales, éticos, políticos y relativos a la seguridad.

Cantidad anual de egresados en Ingeniería de Petróleos en la UNCuyo



Fuente: Facultad de Ingeniería - UNCuyo (2018)

El crecimiento de la explotación de petróleo no convencional podría ser un atractivo para interesar a más jóvenes en la formación en petróleo, quienes tendrían una posibilidad laboral.

No obstante el mayor problema se plantea en la cantidad de geólogos, que según el ministerio de Educación de la Nación se gradúan por año 2, en un país productor de petróleo y gas y con desarrollo minero en algunas provincias.

En este contexto en la ciudad de Malargüe se genera una valiosa oportunidad para los egresados de la recientemente creada Carrera de Licenciado en Geología de la Universidad Nacional de Cuyo, con sede en dicha ciudad.

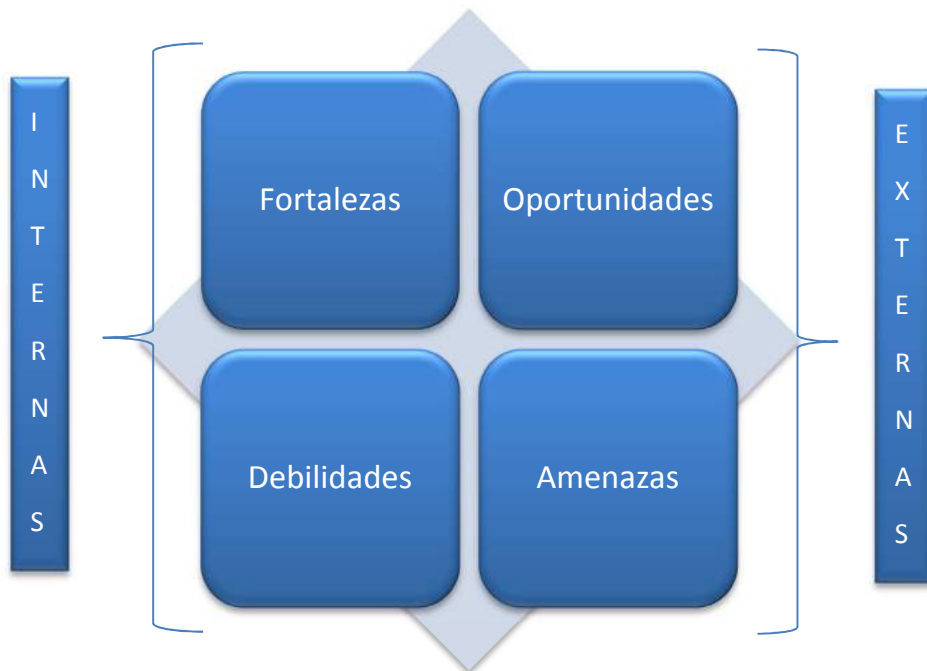
Tiene nivel de grado con 5 años de duración y la matrícula prevista para la carrera es de 30 estudiantes. La misma está dividida en un Ciclo Básico de dos años de duración y un Ciclo Orientado, de tres años y contenidos específicos. Su implementación trae aparejado además el desarrollo de nuevas actividades de investigación científica, que potenciarán las que actualmente realizan en Malargüe el Observatorio Pierre Auger y el International Center for Earth Sciences – ICES, en ambos casos en forma colaborativa entre la Comisión Nacional de Energía Atómica y la UNCuyo.

En la actualidad ambas profesiones, ingeniería en petróleos y geología, son disputadas por las empresas y en muchos casos se contratan a sus alumnos antes de graduarse, esto demuestra claramente la necesidad de las compañías de contar con estos talentos.

CAPÍTULO 6 - CONSIDERACIONES GENERALES

Después de haber analizados los diferentes conceptos que se desarrollaron en los capítulos precedentes, se realiza a continuación un diagnóstico actual sobre la utilización del método de estimulación hidráulica en la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Mendoza, a través de un análisis FODA.

El objetivo primario del análisis FODA consiste en obtener conclusiones sobre la forma en que el objeto estudiado será capaz de afrontar los cambios y las turbulencias en el contexto externo, (oportunidades y amenazas) a partir de sus fortalezas y debilidades internas.



Fortalezas

- La actividad petrolera, tanto de producción como de refinación, ha sido siempre un sector relevante dentro de la matriz productiva de Mendoza.
- Mendoza es una provincia con tradición petrolera y cuenta con empresas especializadas en servicios petroleros.
- Se dispone de un conjunto de normas relevantes que regulan la cuestión ambiental en todos los niveles. Mendoza es pionera en materia ambiental a nivel nacional y tiene una fuerte legislación orientada al cuidado del ambiente y el agua.
- La producción de HCNC no compite en forma directa con otras actividades productivas en la zona provincial de mayor producción y potencial (Malargüe).

- La producción de HCNC podría resolver el problema de baja en la carga de la Refinería Luján de Cuyo por problemas de disminución en la producción de las Cuencas Cuyana y Neuquina.
- Las formaciones a explorar en la provincia de Mendoza se encuentran a profundidades mayores a los 2.500 metros, muy por debajo de los acuíferos de agua dulce, lo cual hace más segura su extracción y disminuye los riesgos ambientales de migraciones de hidrocarburos a las napas freáticas.
- La formación Vaca Muerta posee cuatro propiedades geológicas que la distinguen como una formación de shale única en el mundo: a) importante cantidad de Carbón Orgánico Total (TOC), b) alta presión, c) buena permeabilidad y d) gran espesor.
- A diferencia de lo que ocurre con otras formaciones de shale en distintas partes del mundo, en nuestro territorio se encuentran en zonas petroleras alejadas de centros urbanos, lo que facilita notablemente las operaciones y disminuye los impactos que pudiesen generarse sobre poblaciones. En la zona potencial de Vaca Muerta en Mendoza existe una importante actividad de producción de gas y petróleo convencional, por lo que se cuenta con la infraestructura y servicios necesarios para el desarrollo del shale.
- La provincia ya cuenta con la Ley y el Plan de Ordenamiento Territorial (POT), encontrándose actualmente en el proceso de implementación de los POT municipales, momento propicio para la incorporación de esta actividad en los mismos, así como también para definir zonas de exclusión y de desarrollo de esta actividad.
- La explotación de HCNC en la provincia permitirá evitar la caída del ingreso por regalías y generará ingresos adicionales por Ingresos Brutos.

Debilidades

- El método de estimulación hidráulica es cuestionado por parte de la sociedad.
- En la actualidad existe poco desarrollo de la actividad de HCNC en la provincia, solamente se han practicado pozos pilotos.
- La técnica de estimulación requiere de mayor cantidad de agua que la perforación tradicional.
- Existe desconocimiento por parte de la sociedad sobre los efectos ambientales que esta actividad pudiera producir.
- La sociedad pone en duda la eficacia de los controles que realizan los organismos provinciales.
- Se visualizan debilidades en la estrategia comunicacional por parte del Estado provincial, que a su vez no resulta integral ni proactiva.

- Existe una carencia de información y datos de base (por ejemplo, geológicos, de hidrogeología, etc.). La información disponible está sin sistematizar y dispersa en diferentes organismos del Estado.
- Falta cobertura espacial de monitoreo de diferentes factores ambientales de las áreas de proyecto (emisiones, agua, sismicidad, etc.).
- Faltan herramientas que mejoren el acceso a la información pública y den mayor transparencia a los procesos.

Oportunidades

- Existen importantes reservas de HCNC en la Formación Vaca Muerta tanto de gas como de petróleo.
- Los HCNC permitirán resolver el desbalance energético del país en el mediano plazo.
- El desarrollo de los HCNC en la provincia permitirá evitar la caída en el nivel de actividad de las empresas petroleras y de servicios petroleros locales.
- Existe interés por incentivar la explotación de HCNC a nivel mundial y Mendoza forma parte de la principal reserva existente en el país.
- Disponibilidad de fondos internacionales para la producción de hidrocarburos (que implican mayor inversión, trabajo, infraestructura, restauración ambiental, desarrollo de energías alternativas, etc.).
- Posibilidad de desarrollar nuevos protocolos o metodologías de control articulados, que incorporen aspectos tecnológicos y abordajes multidisciplinarios.
- Cambio cultural de las empresas de hidrocarburos respecto al cuidado del ambiente.

Amenazas

- Caída en el precio internacional de los hidrocarburos.
- Sensibilidad social
- Desinformación.
- Manejo político y territorial.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

Academia Nacional de Ingeniería - Instituto de Energía - ANI (2013). Aspectos ambientales en la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales. El caso particular de “Vaca Muerta” en la Provincia de Neuquén. Buenos Aires. Argentina.

Accenture (2014). *Reimaginando Argentina. Una mirada no convencional hacia el 2035.* Recuperado el 08/01/2016 en: https://www.accenture.com/ar-es/_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/DotCom/Documents/Local/PDF/Industries_2/accenture-reimaginando-argentina.pdf

Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA) (2013), Centro de Estudios de Energía, Política y Sociedad (CEEPYS), Shale & Recursos No Convencionales, www.ceepys.org.ar

Álvarez Pelegrý, E; Suárez Díez, C (2016). Gas No Convencional: Shale Gas. Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios. Instituto Vasco de Competitividad - Fundación Deusto. Madrid. Marcial Pons. Ediciones Jurídicas y Sociales. Madrid. Recuperado el 22-05-2018 en: <http://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/Gas-no-convencional-shale-gas.pdf>

American Petroleum Institute (API) (2018) - <http://www.api.org/oil-and-natural-gas/energy-primers/hydraulic-fracturing>

Asociación Regional de Empresas del Sector Petróleo, Gas, y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe (ARPEL) (2016). Oportunidades para el desarrollo del petróleo y gas no convencional en América Latina y el Caribe. Publicación ARPEL WP01-2016 - Recuperado el 15-05-2018 en: http://www.iapg.org.ar/download/arpel_wp_no_convencionales.pdf

Bertero, Raúl (2015). Evolución Esperada De La Producción Del Yacimiento De Vaca Muerta - Academia Nacional de Ingeniería - <http://www.acaingpba.org.ar/Biblioteca.htm>

Banco Mundial (2005). Salvaguarda OP 4.10 de Pueblos Indígenas. Recuperada el 01-06-2018 en: <http://siteresources.worldbank.org/OPSMANUAL/Resources/210384-1170795590012/BP4.10.July1.2005.Spanish.pdf>

Christopherson, S; Rightor, N (2011). How shale gas extraction affects drilling localities: Lessons for regional and city policy makers. Edinburgh: Journal of Town & City Management Vol. 2, 4. Recuperado el 11/02/2014 en: http://www.greenchoices.cornell.edu/downloads/development/shale/Economic_Effects_on_Drilling_Localities.pdf

Consejo Provincial de Ingenieros y Geólogos (CPIG) (2018). Disertación “Fractura Hidráulica. Análisis de la técnica de fractura hidráulica en la extracción de gas y petróleo, y sus aspectos ambientales en la provincia de Mendoza. Disertantes: Dr. Ing. Enrique Puliafito, Geól. Daniel Boguetti, Dr. Carlos Cuervo Leal e Ing. Emmanuel D’Huteau. 15 de Junio de 2018.

Di Sbroiavacca, Nicolás (2014). Shale oil y shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva. <http://encyclopedie-energie.org/articles/shale-oil-y-shale-gas-en-argentina-estado-de-situación-y-prospectiva>

Ecolatina (2017) - Identificación de potenciales fuentes de financiamiento para medidas de mitigación y compensación ambiental, vinculadas a grandes obras de infraestructura, en las Provincias de Neuquén y Chubut.

Estadísticas Petroleras de la Provincia de Mendoza (2017) - Informe elaborado por: Carlo Vale Piana – Rumbo Energético - 30 de noviembre 2017 ©Año1-Mes11-Nº2.

Estadísticas Petroleras de Vaca Muerta - Mendoza (2017) - Informe elaborado por: Carlo Vale Piana – Rumbo Energético de Septiembre 2017,

Estudios Estratégicos para el Desarrollo Territorial de la Región Vaca Muerta. Segunda Etapa- Informe Final (2015) - financiado por CAF, Banco de Desarrollo de América Latina en el marco del Programa de Fortalecimiento Institucional de la Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública.

Fernández, N (Coord); Viciano, V (2014). Estudios Estratégicos para el desarrollo territorial de la región de Vaca Muerta. Componente: Estudio prospectivo específico sobre las vulnerabilidades, amenazas y riesgo en el territorio. Informe Final. Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública de Nación (SSPTIP) y Consejo de Planificación y Acción para el Desarrollo (COPADE). Programa de Fortalecimiento Institucional de la Subsecretaría de Planificación Territorial de la Inversión Pública. CAF, Banco de Desarrollo de América Latina. Neuquén.

Fernández, N (2018). El Impacto de la explotación de hidrocarburos no convencionales. Conclusiones a partir del análisis de casos. Trabajo Final Integrador para la Especialización en Gestión Ambiental Estratégica. Universidad de Congreso. Mendoza.

Instituto Argentino de Energía “Gral. Mosconi” (2018) - Informe de Tendencias Energéticas - www.iae.org.ar

Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG) (2012). Práctica recomendada PR IAPG – SC – 07 – 2012 – 00 “operación reservorios no convencionales”. Recuperado el 12/05/2018 en: http://www.iapg.org.ar/sectores/practicas/VF_PR_07.pdf

Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG) (2013). Práctica recomendada PR IAPG – SC – 11 – 2013 – 00 “Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina”. Recuperado el 12/05/2018 en: http://www.iapg.org.ar/sectores/practicas/VF_PR_11.pdf

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) (2018)- Shale in Argentina, químicos - <http://quimicos.shaleenargentina.org.ar/sdq/pages/home.jsf#>

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) (2013)- El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales - http://www.shaleenargentina.com.ar/multimedia/noticias/archivos/201710/archivo_20171004010910_6818.pdf



Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG) (2014) - Análisis y Proyección de Impactos Económicos Esperados del Desarrollo de los Hidrocarburos No Convencionales en Argentina - Cuantificación de Impactos Económicos del Desarrollo en Escala de Vaca Muerta en la Provincia de Neuquén.

Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG) (2018). Shale en Argentina. Recuperado el 12/05/2018 en: <http://www.shaleenargentina.com.ar/>

López Anadón, E (2015). El abece de los Hidrocarburos en Reservorios No. 4a ed. revisada. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. 20 p.

Matesanz Caparroz J. (2013). Repercusiones territoriales de la fractura hidráulica o “fracking” en Cantabria, Burgos y Palencia. Los Permisos de Investigación Bezana y Bigüenzo. Madrid: Universidad Complutense. Recuperado el 21/09/2014 en:
http://eprints.ucm.es/23795/1/Fracking_pdf.pdf

Occupational Safety and Health Administration (2018)- United States Department of Labor - OSHA Occupational Chemical Database - <https://www.osha.gov/chemicaldata/>

Oficina Internacional del Trabajo (OIT) (1991). Prevención de accidentes industriales mayores Ginebra. Recuperado el 23-05-2018 en: http://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed_protect/---protrav/---safework/documents/normativeinstrument/wcms_112650.pdf

Plan Estratégico de Desarrollo Mendoza 2030 - PED MZA 2030 (2010). Recuperado el 06/04/2017 en: <http://ambiente.mendoza.gov.ar/organismos/apot/agencia-provincial-de-ordenamiento-territorialinstitucional/pedmza-2030/>

Prieto D; Puentes, S (2016). *Gestión hídrica en explotaciones hidrocarburíferas no convencionales*. Trabajo Final Explorador. Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Especialización de producción de petróleo y gas. Recuperado el 9/11/2017 en:
<https://ri.itba.edu.ar/bitstream/handle/123456789/627/TFI%20Prieto%2C%20Puente%20-%2009.2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Senado de la Nación (2013). *Proyecto de Ley de Presupuestos Mínimos de Protección Ambiental para la actividad hidrocarburífera no convencional en la República Argentina (S-3351/13)*. Recuperado el 26/12/2017 de:
<http://www.bdlaw.com/assets/htmldocuments/Argentina-LeyS-3351.pdf>

Society of Petroleum Engineers (2018) - Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs - SPE-121038-MS - SPE-0809-0053-JPT - SPE-188923-MS - <https://www.onepetro.org>

U.S. EPA (2016). *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Final Report)*. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA/600/R-16/236F. Recuperado el 09/01/2018 en: <https://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=332990>