



*PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES
EN MENDOZA*

*Consideraciones sobre el Método de
Estimulación Hidráulica*

Junio 2018

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 gas más prometedoras 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.

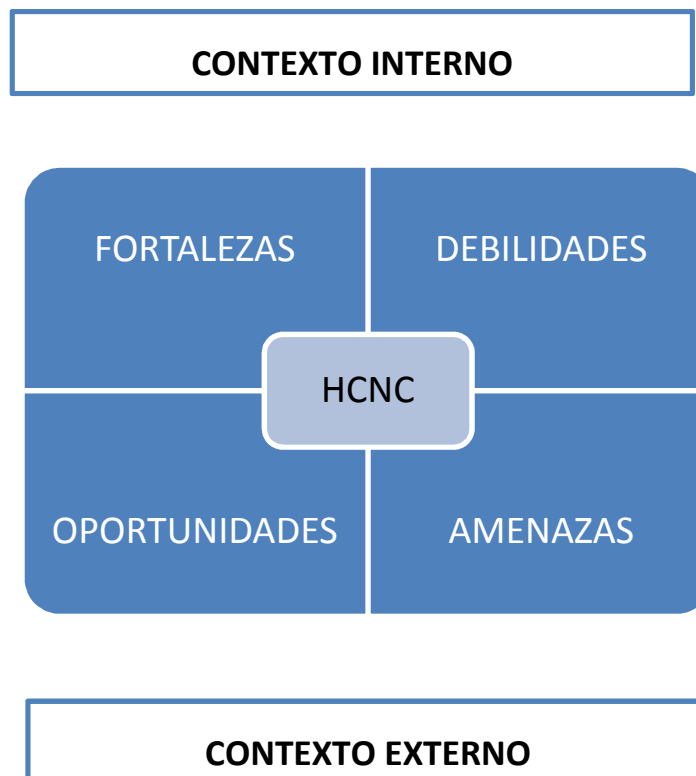
Un aspecto relevante es la modificación en la demanda de formación profesional. Se incentivan carreras técnicas, de grado y posgrado que hoy tiene pocos interesados como son geología y las ingenierías relacionadas con la actividad, lo que permite diversificar la formación hacia áreas de vacancia facilitando 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 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.