

NUEVAS TECNOLOGÍAS EXTRACTIVAS PARA HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES Y POTENCIALES RIESGOS AMBIENTALES AL ACUÍFERO GUARANÍ

NEW EXTRACTIVE TECHNOLOGIES FOR UNCONVENTIONAL HYDROCARBON EXPLOITATION AND POTENTIAL ENVIRONMENTAL HAZARDS TO THE GUARANÍ AQUIFER

Meróni, E. & Piñeiro, G.

Instituto de Perfeccionamiento y Estudios Superiores (CFE - ANEP). Asilo 3255. CP. 11400. Montevideo, Uruguay. e-mail: meronieduardo@hotmail.com

Departamento de Evolución de Cuencas. Facultad de Ciencias. Iguá 4225. CP 11400. Montevideo, Uruguay. e-mail: fossil@fcien.edu.uy

RESUMEN

Este estudio constituye un acercamiento a los antecedentes científicos sobre el impacto ambiental que ha provocado el fracturamiento hidráulico (shale gas and oil) en aguas subterráneas de Estados Unidos y el que podría producir en Uruguay (particularmente sobre el Acuífero Guaraní) en caso de aplicarse esta tecnología en unidades de la Cuenca Norte. Se describen los métodos no convencionales para la explotación hidrocarburífera en general, teniendo en cuenta las características y rentabilidad de las formaciones geológicas de la Cuenca Norte uruguaya que pudieran ser potenciales rocas generadoras. Mediante una serie de entrevistas a personalidades académicas, técnicas y políticas se indagó el nivel de información que se maneja en el país sobre los recursos hidrocarburíferos que posee Uruguay, así como sobre las normativas vigentes para su eventual explotación, y la información que se le ha proporcionado a la población sobre los contratos ya acordados entre el Estado y empresas petroleras multinacionales pendientes aún de aprobación por los organismos de regulación ambiental pertinente. Se analiza además el riesgo que significaría el fracturamiento hidráulico en rocas que se relacionan con el Sistema Acuífero Guaraní en Uruguay.

Palabras claves: Reservas de hidrocarburos, metodologías extractivas no convencionales, fracking, contaminación de aguas subterráneas, Acuífero Guaraní, información sesgada, Uruguay.

ABSTRACT

This investigation presents a scientific approach about the impact of hydraulic fracturing (fracking) in North America. We focus on the impacts to groundwater, to ascertain whether this technology would produce a similar impact if applied to Norte Basin of Uruguay and a possible impact on the Guaraní aquifer. The non-conventional methodologies for hydrocarbon exploitation are described and analysed, taking into account in particular, the characteristics and the profitability of the geological formations that might be potential sources in the Norte Basin of Uruguay. By several in-depth interviews to academic, technic and politic personalities we explored the amount and quality of information that Uruguayan people have about the presence of shale oil and gas resources in the country, as well as on the current normative for their eventual exploitation, and on the contracts that the Uruguayan government has already signed with international oil companies pending the studies required by the current pertinent environmental regulation. The risks for the Guaraní Aquifer System if applying hydraulic fracture in rocks directly related to those containing the aquifer, is also analysed.

Keywords: non-conventional hydrocarbon reserves, groundwater pollution, biased (unhelpful) information, Guaraní Aquifer, Uruguay.

INTRODUCCIÓN

Con el paso de los años la humanidad se acerca a un gran desafío: enfrentar el agotamiento de las reservas de petróleo y sus derivados extraídos mediante técnicas convencionales (perforación vertical). La solución, para muchos, fue incrementar el uso de metodologías no convencionales para extraer el gas

natural acumulado por millones de años dentro de rocas generadoras (lutitas gasíferas). Las lutitas gasíferas (shale gas, por su nombre en inglés) son rocas sedimentarias de grano fino y baja permeabilidad, ricas en materia orgánica, capaces de generar y retener gas que puede ser explotado a

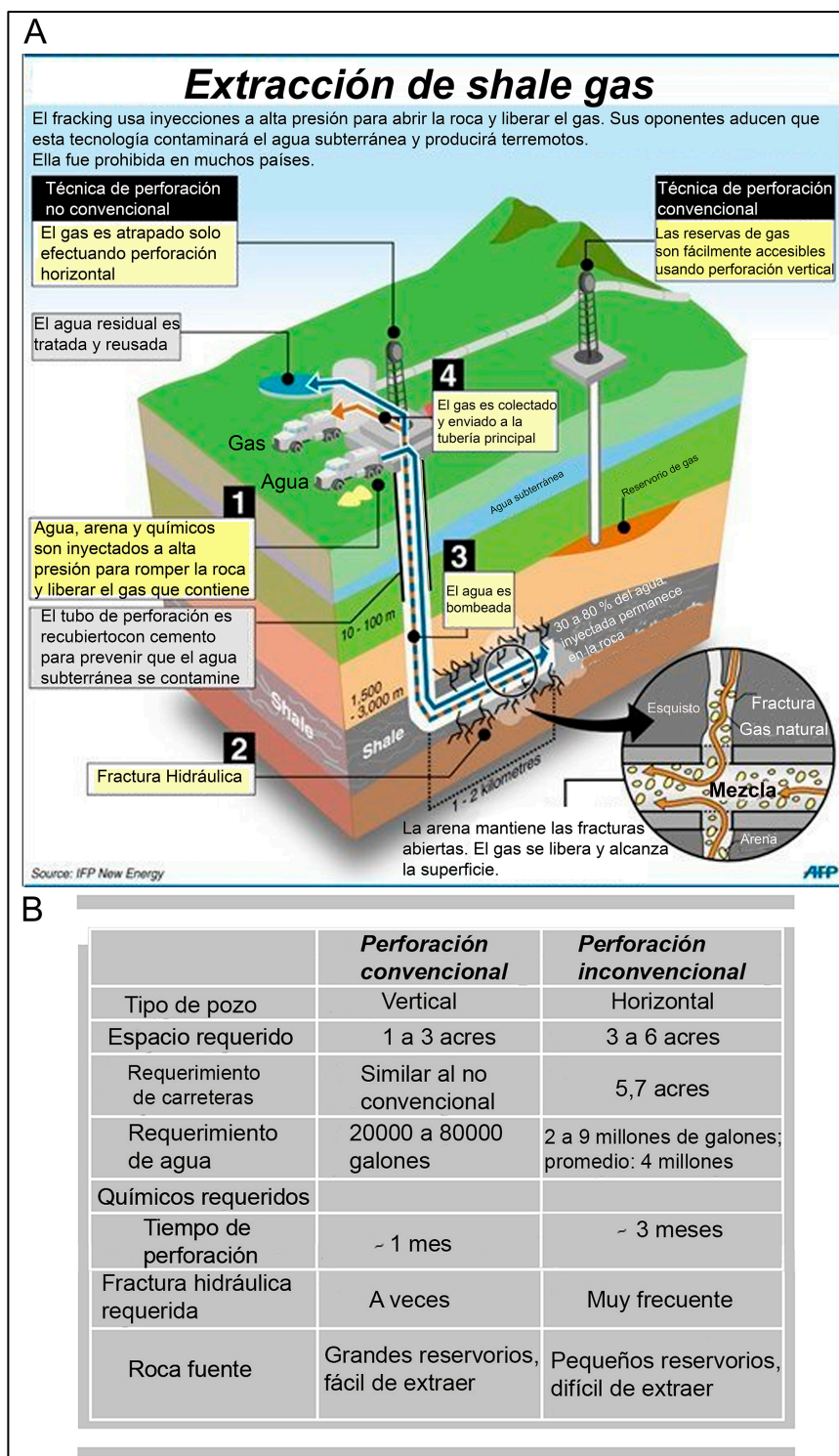


Figura 1: Fracturamiento Hidráulico. A; Diseño esquemático que muestra las principales características de los métodos Convencionales y No Convencionales para la extracción de hidrocarburos. B; Tabla que muestra las diferencias principales entre la explotación convencional y la no convencional de hidrocarburos. Nótese la elevada cantidad de agua que se consume en la fracturación hidráulica respecto de los métodos convencionales. Adaptado de <http://phys.org/news/2012-12-fracking-shifts-global-energy.html>.

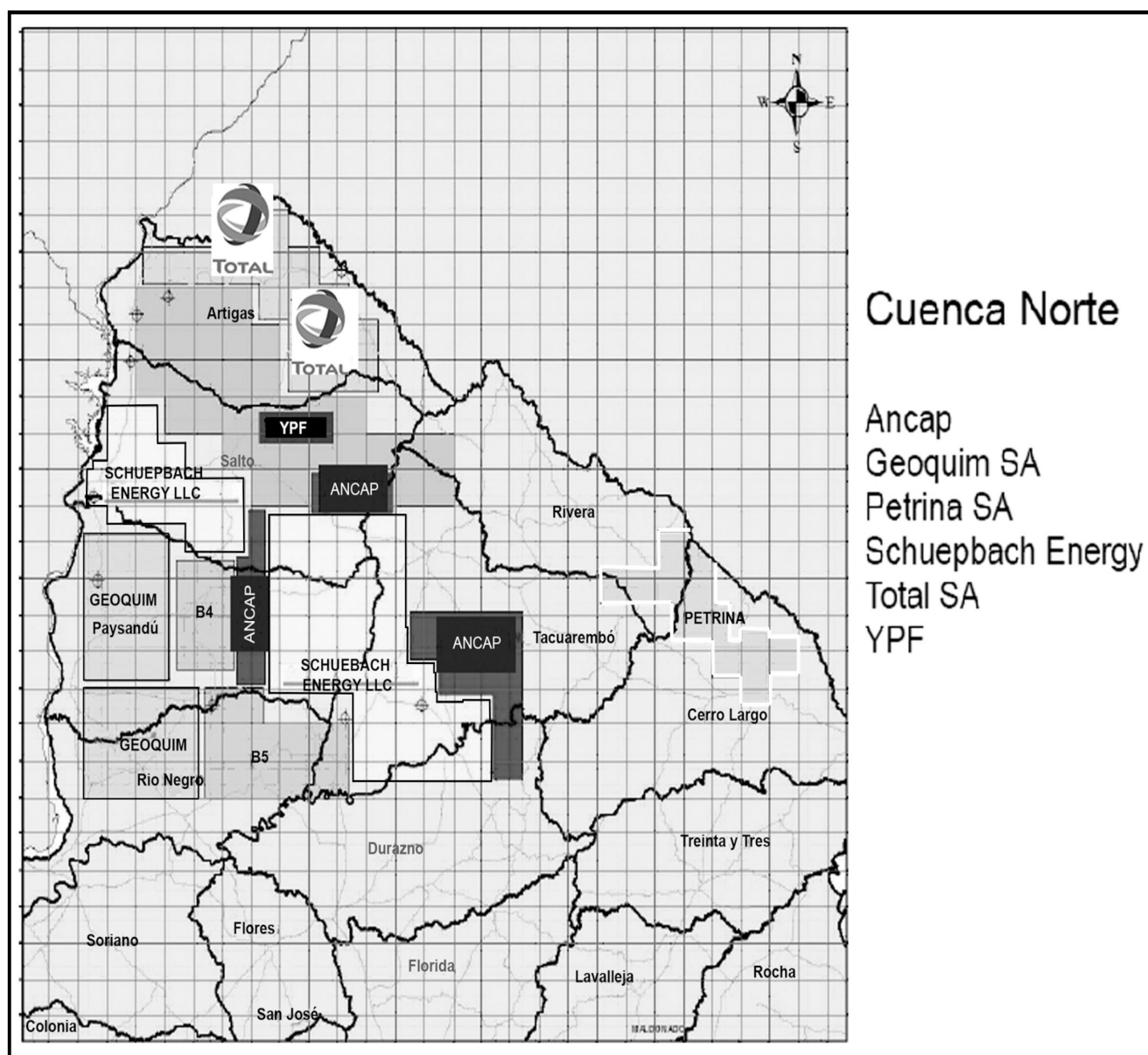


Figura 2: Áreas de exploración "Onshore" en Uruguay y detalle de las empresas petrolíferas que han acordado contratos con el Estado Uruguayo. Adaptado de Veroslavsky (2013).

través de métodos no convencionales (Rudnick, 2011). Una lutita con un COT (Contenido Orgánico Total) de 2% o mayor, presenta buenas posibilidades para la generación de gas de lutita, en tanto alcance las condiciones de maduración apropiadas.

Existen dos tecnologías diferentes de extracción de shale gas que funcionan de manera complementaria: la convencional o perforación horizontal dirigida (horizontal drilling) y la no convencional o fractura hidráulica (hydraulic fracturing; Fig. 1). La primera tiene el propósito de atravesar y llegar a los yacimientos directamente, mientras que la segunda aumenta la permeabilidad de la roca a través de reacciones químicas y presión de fluidos, permitiendo la salida del gas natural. En este sentido, el llamado fracking o hydrofracking consiste en bombear fluidos (abundantes volúmenes de agua, gel, espuma, gases comprimidos, diesel, vapor, etc.) a presiones lo suficientemente altas (480-850 bar), usando además

explosivos para fracturar la roca, aumentar su porosidad y su permeabilidad (Fig.1 B).

Si bien esta técnica se descubrió en la década de los '40, su uso era muy restringido. Hoy, el llamado gas de lutitas o de esquisto ("shale gas") se perfila como el nuevo "oro negro" a nivel global. El descubrimiento y desarrollo de la producción de gas y petróleo de reservorios no convencionales en Estados Unidos ha abierto un nuevo ciclo en la historia de la producción de hidrocarburos y ha reconfigurado el panorama energético de muchos países de América Latina. Uruguay parecería estar incluido entre los países que poseen gas de lutitas, aunque por su reducido territorio, estos reservorios, de existir, serían insignificantes comparados con los que posee por ejemplo en Rusia, China, USA, Brasil y Argentina. A pesar del poco tiempo de desarrollo de estas tecnologías, han surgido evidencias de contaminación de los reservorios de agua subterráneos en países en

los cuales ya se está explotando masivamente este recurso, como por ejemplo en Estados Unidos (Osborn et al., 2011; Mylott, 2011). En otros casos, algunos gobiernos han suspendido los permisos a las empresas involucradas y otros han legislado para prohibir el uso del fracking en sus territorios (e.g. Francia, Quiñero, 2013).

En 2011 el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS, por sus siglas en inglés) divulgó un informe sobre los recursos prospectivos de Uruguay únicamente referenciado en Conti & Morales (2009) y este último a su vez basado en datos de la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP). En este trabajo se interpreta la posible existencia de 378.383 millones de metros cúbicos de gas de lutitas (Shale Gas), 508 millones de barriles el petróleo (Shale Oil) y 500 millones de barriles de gas natural licuado, potencialmente extraíbles de los depósitos de la Formación Cordobés en el norte del país (USGS, Schenk et al., 2011).

Otro estudio más actualizado, realizado por la Agencia de Información de Energía de Estados Unidos (EIA, 2013), estimó en 56.640 millones de metros cúbicos de shale gas y 600 millones de barriles de shale oil técnicamente recuperables no probados, posicionando a Uruguay en el octavo lugar a nivel continental (EIA, 2013). Estos datos contrastan con los obtenidos en un estudio de ANCAP comenzado en la década de los '70 que estimó para la Formación Mangrullo 276.602.907 de barriles de petróleo (ANCAP, 1982). Por otra parte, de acuerdo con el Gerente de Exploración y Producción (E&P) de ANCAP, Dr. Héctor de Santa Ana, en Uruguay no sólo las secuencias sedimentarias de edad Pérmico de la Cuenca Norte ofrecen buenas posibilidades para contener este recurso, sino también las de edad Devónico. Las lutitas marinas de la Formación Cordobés (Devónico temprano) presentarían una mayor potencialidad, ya que a pesar de poseer valores COT que alcanzan el 3,6% (comparado con el 13 % de las lutitas de la Fm. Mangrullo), podrían presentar una mayor extensión y espesores por encima de los 100 metros (De Santa Ana et al., 2010). A este escenario se le agrega lo informado por el entonces presidente de ANCAP Raúl Sendic en un medio de prensa nacional (Sendic, 2012) sobre que una de las perforaciones realizadas por la empresa en 2012 (pozo Pepe Núñez, Departamento de Salto), evidenció rocas de edad Pérmico alcanzando valores COT de 13%. Ese mismo año, en febrero, ANCAP firmó un contrato de exploración y explotación con la empresa Schuepbach Energy LLC-Petrel S.A. para estudios en los departamentos de Salto y Tacuarembó (SELLC-Petrel S.A. - 2013; Fig. 2). Sin embargo, en una conferencia realizada en Paysandú el 9 de julio de 2013 (El Telégrafo; 9/07/2013) el Dr. De Santa Ana, expresó lo siguiente: "En parte de esta región, como en Salto, no estamos buscando petróleo porque no lo vamos a encontrar. Estamos haciendo estudios geológicos", dijo. No obstante, casi un año después (2/05/2014), en una entrevista brindada para el Diario El Pueblo de Salto, haciendo referencia a un

pozo cercano a Pepe Núñez, De Santa Ana afirmó que "Los resultados hasta ahora son muy alentadores" y explicó que "hasta entonces se habían alcanzado los 235 metros, llegando al Acuífero Guaraní, y dentro de 200 metros más llegarán a las rocas que se definen como las rocas de interés para el sistema petrolero".

En definitiva, las controversiales declaraciones a la prensa sobre los pozos exploratorios de ANCAP y la casi nula alusión a las reservas ya probadas que existen en la Formación Mangrullo (Informe ANCAP), sumado al escaso número de antecedentes científicos sobre estas supuestas reservas de petróleo y gas en la Formación Cordobés (Devónico Inferior) no nos permiten, hasta el momento, tener una idea clara de la existencia de reservas de hidrocarburos en Uruguay, de dónde están y si su explotación sería económicamente redituable. Este trabajo constituye el extracto de un estudio pormenorizado y más extenso presentado recientemente por uno de los autores (Meroni, 2013) para la obtención de un título de postgrado. En el mismo se analizan las perspectivas de la extracción del shale gas and oil a nivel local y el uso de tecnologías posiblemente contaminantes para los acuíferos, basadas en experiencias internacionales, particularmente de Estados Unidos, donde estos hidrocarburos se explotan masivamente. El caso de Uruguay es particularmente sensible por la amenaza que implicaría esta revolución tecnológica de producción hidrocarburífera no convencional para el Acuífero Guaraní.

MATERIALES Y MÉTODOS

A raíz de la insuficiente información disponible en Uruguay sobre el tema, el perfil de este trabajo tiene un enfoque cualitativo según Briones (2002). El material de estudio es la información que se logró recabar mediante la revisión de la literatura disponible y la asistencia a eventos relacionados con la temática en Uruguay y en el exterior, así como también de los reportajes realizados a distintos actores involucrados. La metodología seguida implicó la toma de decisiones (en base a los objetivos del trabajo) que estuvieron sujetas a eventuales modificaciones durante el desarrollo de la investigación. Este tipo de investigación cualitativa permitió confrontar las ideas iniciales con la realidad tangible, usando un "diseño emergente", sujeto a modificaciones.

Se analizaron los reportes de prensa considerados más relevantes en cuanto a su carácter informativo o desinformativo. Se revisó el decreto de prospección de hidrocarburos 454/06 y las siguientes personalidades académicas y gubernamentales fueron consultadas sobre éste y otros temas vinculados: el hidrogeólogo Dr. Jorge Montaña, director de la empresa GeoAmbiente (2012); el Dr. Héctor de Santa Ana, Gerente General de Exploración y Producción de ANCAP (2012), el Arq. Jorge Rucks, director de la Dirección Nacional de

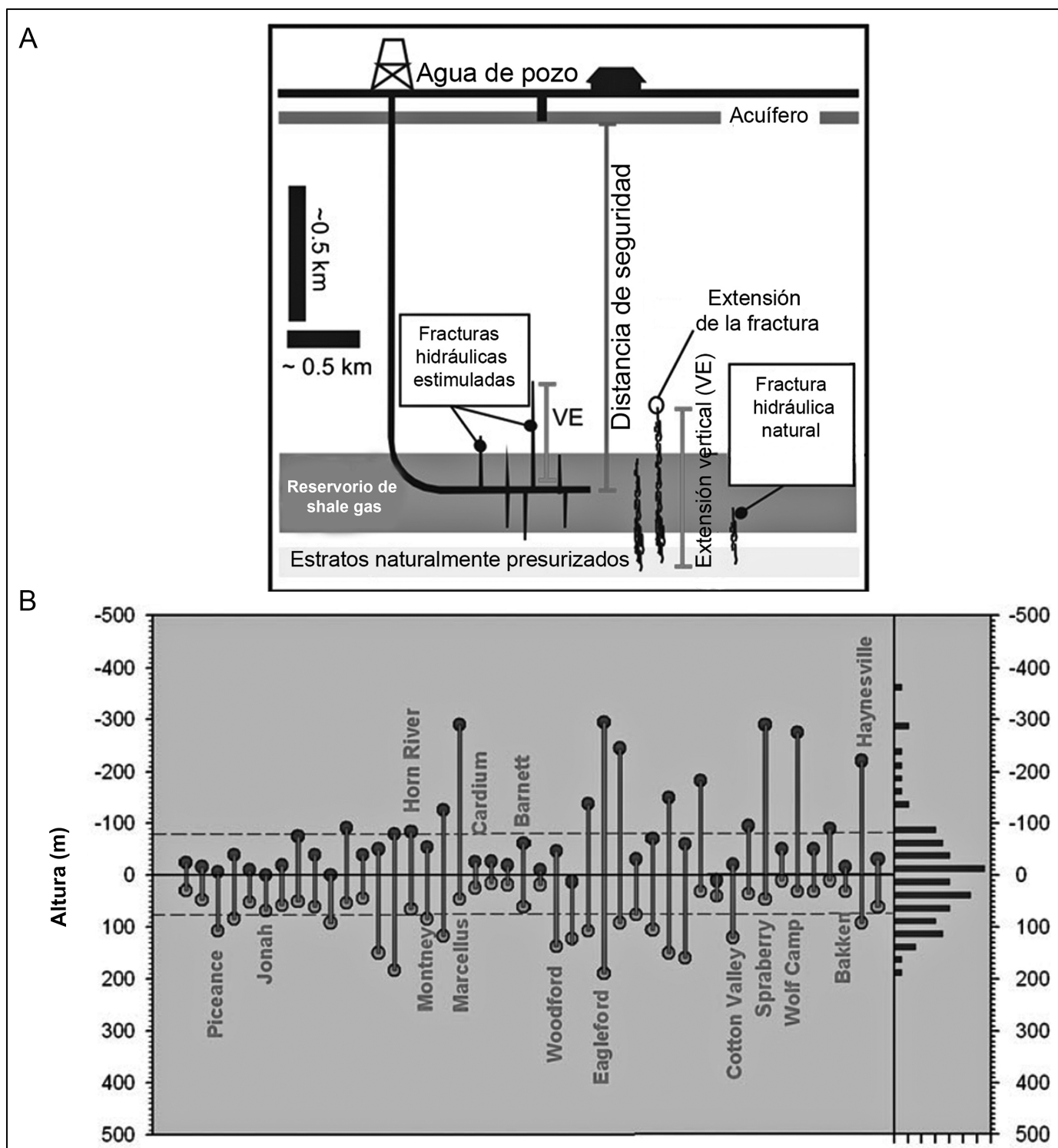


Figura 3: Comportamiento de las fracturas estimuladas por fracturación hidráulica en un yacimiento no convencional de explotación de hidrocarburos. A; recreación esquemática de un pozo de fracturación hidráulica mostrando la distancia de seguridad mínima que debería ser mantenida entre un acuífero superficial y el estrato que se está hidrofracturando. Adaptado de Davis et al., 2012. B; diferente comportamiento de las fracturas en varios pozos de perforación estudiados en Estados Unidos; mientras la mayoría no se extienden más allá de los 100 m, algunas de ellas superan esa distancia notablemente, llegando incluso a sobrepasar los 300 m desde su punto de origen. Adaptado de Maxwell (2011).

Medio Ambiente (DINAMA, 2013) y el Ing. Luis Reolón de la División de Evaluación de Calidad Ambiental (DINAMA, 2012), la Sra. Rosario Martino Gerencia de Medio Ambiente, Seguridad y Calidad de ANCAP (2012), los Geólogos MSc. Matías Sotto y Bruno Conti (ANCAP, 2012), Raúl Sendic, Director

General de ANCAP (2012), el Ing. Roberto Kreimerman, Ministro de Industria, Energía y Medio Ambiente (2012), el periodista Víctor Bacchetta (Movimiento por un Uruguay Sustentable, 2012) y la Ing. Agr. (MSc.) Mariana Hill directora de la División Recursos Naturales Renovables del Ministerio de

Ganadería, Agricultura y Pesca, (MGAP, 2012) y el Dr. Claudio Gaucher (Geólogo, Facultad de Ciencias de Montevideo, Uruguay; 2013). Asimismo fueron entrevistadas y consultadas personalidades del exterior como el Ing. Daniel Cameron (Dirección Nacional de Energía) de Argentina y el Sr. Lauro Doniseti, (Gerente de Proyectos, Ministerio de Minas e Energía) de Brasil.

Se intentaron obtener entrevistas con el Sr. Pier Rossi, Director de la Dirección Nacional de Minería y Geología (2012) y con el Dr. Gerardo Veroslavsky (2013), técnico responsable de Schuepbach Energy Uruguay SRL, pero no pudieron ser concretadas.

LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES COMO UNA NUEVA FRONTERA MINERO EXTRACTIVA EN URUGUAY

“Lo que ocurre es que los funcionarios quedan, los cargos políticos pasan. Entonces, los funcionarios que informan, con los mismos vicios de siempre, son los que informan lo que tienen que decir los políticos. Y entonces informan más o menos lo mismo. No importa quién sea el gobierno que está en el momento. Les informan falsedades y les hacen decir falsedades.” Ing. Agr. Daniel Panario. II Foro Sobre Contaminantes Químicos Ambientales y Participación Social (3/11/2005); IMM - Montevideo.

“Según la información disponible en la Cuenca Norte no existieron las condiciones de temperatura, presión y profundidad suficiente para que puedan haberse desarrollado hidrocarburos convencionales y no convencionales en volumen y extensión económicamente rentables” Dr. Claudio Gaucher; 23/05/2013; Departamento de Geología; Facultad de Ciencias - UDELAR.

En 2008 el Poder Ejecutivo aprobó la “Política Energética 2005 - 2030”, donde establece en el artículo 5A; “Procurar la integración vertical de ANCAP, mediante la búsqueda de petróleo y gas en territorio nacional y valuando la posibilidad de exploración conjunta de petróleo en otros países, mediante negocios sólidos desde los puntos de vista comercial, tecnológico y político.” Se agrega también, en el artículo 7; “Explorar el territorio nacional en búsqueda de energéticos no renovables: esquistos, carbón, gas de lutitas, uranio, etc. Impulsar emprendimientos piloto de utilización de dichos energéticos.”

Según informa el portal web de ANCAP Ronda Uruguay II (17/08/2012), la petrolera uruguaya tiene actualmente varios contratos firmados para la búsqueda de hidrocarburos en el onshore de Uruguay (Fig. 2). Algunos incluyen solo la prospección, pero dos de ellos son para exploración y explotación. En Febrero de 2012, ANCAP y la empresa estadounidense-australiana Schuepbach Energy LLC-

Petrel S.A. firmaron dos contratos de Exploración-Explotación sobre 2 áreas enmarcadas en lo dispuesto en el Decreto 454/06. Uno de los contratos abarca un área de 9.890Km² sobre la cual, habían trabajado previamente desde 2009 en el marco de un contrato de prospección; el otro abarca un área de 4000 km². Se trata de un convenio a 30 años, con una inversión de entre 6 y 8 millones de dólares que permitirá en un futuro, conformar una empresa mixta de producción petrolera con participación de ANCAP de hasta el 50%. El presidente de ANCAP, Raúl Sendic, explicó que durante los trabajos de investigación del terreno, la empresa encontró petróleo asociado a la roca generadora en la zona de La Paloma (Durazno) y Achar (Tacuarembó). El área del contrato está localizada en la región centro-norte del país y comprende parte de los departamentos de Durazno, Tacuarembó, Paysandú y Salto. La segunda zona, más pequeña, de aproximadamente 3.000 kilómetros cuadrados, está localizada en el centro-este del departamento de Salto. El programa de exploración acordado entre ANCAP y Schuepbach Energy LLC-Petrel S.A. incluye: realización de 570 km de sísmica 2D, análisis de muestras no alteradas de afloramientos (COT, tipo de materia orgánica, mediciones geoquímicas varias, contenido silicoclástico, porosidad, presencia de intercapas limolitas/areniscas), modelos de maduración de lutitas, modelo gravimétrico y estudio de factibilidad. En 2012, el director de Schuepbach Energy, Martin Schuepbach, indicó en una Conferencia de Prensa organizada por ANCAP (14/02/2012) que inicialmente se realizaron algunos estudios sísmicos para determinar la viabilidad del proyecto en lo referente a la exploración y futura explotación, pero hasta el momento no se han confirmado las hipótesis premonitorias que llevaron a las empresas a firmar contratos que implican la inversión de sumas multimillonarias. El Sr. Schuepbach explicó que la elección de Uruguay se debió a que la empresa está abocada a encontrar oportunidades en diversas partes del mundo y Uruguay dispone de una estabilidad política y financiera que convierten al país en un destino óptimo (Presidencia, 2012a). Poco tiempo después de firmado el contrato, Schuepbach vendió el 25% de las acciones a la australiana Petrel S.A.

El contrato firmado por Schuepbach Energy y ANCAP (Contrato de E&P; 27/07/2012) no establece claramente que se usarán técnicas no convencionales (fracking) en caso de que los recursos sean rentables. No obstante, este sería un hecho casi consumado considerando que el tipo de yacimientos que se pretende encontrar y explotar son no convencionales. Es así que la Cláusula 2 (Definiciones), inciso 2.26.1 del contrato referido describe los recursos que se explotarán como: “Hidrocarburos presentes en el subsuelo en estado diferente a Petróleo o Gas Natural; o Hidrocarburos que se encuentren en Yacimientos no convencionales: esta definición incluye entre otros a los Hidrocarburos tales como crudos extra pesados, yacimientos de muy baja porosidad y/o baja permeabilidad, e hidratos de gas”.

Hasta el momento, no se conoce una técnica alternativa al fracking para la explotación de yacimientos no convencionales.

Por otro lado, en Marzo de 2012, ANCAP y la petrolera argentina YPF firmaron un contrato de prospección de hidrocarburos en el onshore en el marco de lo dispuesto en el Decreto 454/06, el cual sin embargo, quedó recientemente sin efecto por cambio de estrategia corporativa de YPF.

Recientemente (18/04/13), el director de ANCAP Juan Gómez informó que el Directorio del ente autorizó a la francesa Total para explorar y explotar dos bloques, con una inversión de 3 millones de dólares. Por otro lado, la empresa Geoquím S.A. tiene la aprobación para prospectar otros dos bloques con una inversión de 804.200 dólares y Petrinsa S.A., un bloque invirtiendo 350.000 dólares, todos en la Cuenca Norte. Gómez aclaró también que las inversiones son a riesgo de las empresas y que la información es patrimonio del Estado uruguayo y de ANCAP (Presidencia, 2013).

Actualmente la estatal ANCAP realizó un pozo exploratorio en la localidad de Pepe Núñez (Departamento de Salto) llegando a una profundidad total de 600 metros. En este pozo aparentemente se han registrado lutitas de edad pérmica o devónica que podrían ser generadoras de hidrocarburos; la información que ha sido brindada por los directivos y técnicos de la empresa no ha sido lo suficientemente clara como para identificar de qué unidades se trata. Si las rocas halladas alcanzan un 13% de contenido orgánico total, como ha sido difundido a los medios de prensa, se estaría ante una situación bastante similar a lo mostrado por la Formación Mangrullo, de edad Pérmico Temprano. Pero algunos miembros del equipo de trabajo asignado en Pepe Núñez consideran que se trata de rocas de edad Devónico, dado que al parecer fueron encontrados restos de invertebrados (no figurados) que estarían sugiriendo esa antigüedad (Matías Soto, Comunicación Personal en Jornadas del Departamento de Evolución de Cuencas, Facultad de Ciencias, 2013).

Raúl Sendic señaló que conjuntamente con estos emprendimientos, ANCAP seguirá perforando áreas no exploradas como Belén, Quintana y últimamente en el predio de Félix Cuello, en el departamento de Salto (Presidencia, 2012b). No obstante, hasta el momento no se han dado a conocer los resultados del estudio de estos pozos.

LA PROMOCIÓN DE LA EXPLORACIÓN ACTUAL DESDE ANCAP

Observando las presentaciones del Gerente General de E&P de ANCAP y sus colaboradores (De Santa Ana et al., 2010), existen lineamientos estratégicos generales para atraer a las multinacionales petroleras hacia el país. No obstante, al analizar los aspectos

económicos de los contratos, vemos que al contratista se le paga con hidrocarburos lo que le corresponde por concepto de cost oil, es decir se le retribuye lo invertido para cubrir costos operativos e inversiones, más la parte que le corresponde de la ganancia (es decir, el profit oil). La única ganancia del Estado es la parte del petróleo que le corresponde por concepto del profit oil. El contratista tiene libre disposición de los hidrocarburos recibidos, pero ANCAP tiene el derecho preferencial de comprar total o parcialmente este petróleo, que por su bajo refinamiento, serviría más que nada para consumo doméstico. Tanto el petróleo como el gas natural son valuados a precios de mercados internacionales de hidrocarburos de similares características. Mientras tanto, con respecto al régimen impositivo, Uruguay presenta excelentes oportunidades para la industria. El Impuesto al Patrimonio; los impuestos al consumo como el Impuesto al Valor Agregado (IVA), el Impuesto específico al Consumo (IMESI) y los impuestos aduaneros están exonerados por la Ley de Hidrocarburos. Asimismo, el Impuesto a la Renta puede ser exonerado parcial o totalmente en el marco del Régimen de Promoción de Inversiones (De Santa Ana et al., 2010). Si bien la empresa que hace la inversión podría no hacer ningún descubrimiento rentable, las pérdidas que experimente podrían ser notoriamente menores que las que asumiría el Estado. En este sentido, los beneficios que se le otorgan a las empresas son notoriamente más redituables, comparados con los costos de energía e infraestructura de los que tendrá que hacerse cargo el Estado, incluyendo los daños de carácter ambiental que generalmente están asociados a este tipo de emprendimientos. Por lo tanto, cabe preguntarse luego de tomar en consideración estas variables, si el balance para el Uruguay será tan positivo como se visualiza desde ANCAP o se restringirá a los puestos de trabajo que puedan generarse si las empresas llegan a la fase de explotación.

PROBLEMAS AMBIENTALES LIGADOS A LA EXPLOTACIÓN DEL SHALE GAS AND OIL

La huella de carbono y metano del shale gas

El gas natural está compuesto principalmente de metano. Según Howarth et al. (2011) el 3,6% y hasta el 7,9% de este gas que se extrae del shale gas mediante fracking, escapan a la atmósfera a través de los respiraderos y grietas durante la vida de un pozo y a través de pérdidas en las piletas de relave. Dado que las estimaciones son basadas en un informe de la EPA del año 1996, podrían estar subestimadas (Howarth et al., 2012). Estas emisiones de metano son al menos 30% mayores que las liberadas por explotación de gas convencional y podrían llegar al 60% considerando la realidad actual de EEUU, donde se tiende a reemplazar la explotación convencional de petróleo por el fracking (Howarth et al., 2012). Esta perspectiva coloca a la

industria del fracking en una significativa desventaja respecto de las metodologías convencionales en cuanto a la propuesta global de bajar la huella de carbono para los próximos años. Las emisiones más altas producidas por el fracking se producen en el momento que regresa el contraflujo y en casos en que el tubo de perforación penetra un reservorio de gas (Duggan-Haas et al., 2013). El metano es un poderoso gas de efecto invernadero con un potencial de calentamiento global bastante mayor que el dióxido de carbono, particularmente durante las primeras décadas después de la emisión y por lo tanto, contribuye substancialmente a la huella de carbono en escalas de tiempo más cortas (aproximadamente 20 años). Comparado con el carbón, la huella de carbono del shale gas es por lo menos un 20% mayor y quizás más del doble de un horizonte a 20 años. Aunque el gas natural es promovido como un combustible puente entre el petróleo y el carbón hacia las energías renovables, se requiere de mucho más estudio sobre la huella de carbono del shale gas si la meta es reducir el calentamiento global a mediano y largo plazo (Howarth et al., 2012). Según un informe emitido por la Agencia de Protección Ambiental estadounidense (EPA) señala que las emisiones por fugas de metano por explotación de yacimientos no convencionales son mayores que las del gas convencional (EPA, 2010). Entonces cabe preguntarse: ¿es el shale gas un puente hacia las energías renovables? ¿O los precios más baratos de gas y su abundancia anulan la competitividad y el desarrollo tecnológico de las energías alternativas como por ejemplo la eólica?

DISTANCIA DE SEGURIDAD ENTRE LA FRACTURA HIDRÁULICA Y EL AGUA SUBTERRÁNEA: ¿CUÁL ES LA DISTANCIA MÍNIMA QUE PODRÍA GARANTIZAR LA NO AFECTACIÓN DE UN ACUÍFERO?

Uno de los problemas más preocupantes del fracking es la generación de fracturas que pueden interceptar otras ya existentes en capas aledañas a las que contienen un acuífero y así contaminarlo con los químicos que contiene el fluido apuntalante. Recientemente han sido publicados algunos estudios (e.g. Fisher & Warpinski, 2011; Maxwell, 2011) que analizan la propagación de las fracturas producidas mediante fracking y de alguna manera establecer una distancia de seguridad mínima entre la zona de fracturamiento hidráulico inducido y los reservorios de aguas subterráneas superficiales (Fig. 3). Ellos se basan en datos exhaustivos sobre el crecimiento de las fracturas producidas en yacimientos no convencionales de Estados Unidos, combinando la modelización del transporte hidrogeológico y el estudio de análogos naturales. El informe de Fisher & Warpinski (2011) señala que el riesgo de la migración no controlada de fluidos de fracturamiento hidráulico en los reservorios de agua subterráneos es bajo, inclusive si existe interacción con fallas pre-

existentes. Igualmente, los ejemplos que Fisher & Warpinski incluyen en su trabajo, muestran un crecimiento vertical de las fracturas por encima y por debajo de la zona de fracking, que en algunos casos alcanza cerca de 400 metros. Aun así, ellas están muy distantes de la zona donde se encuentran los acuíferos, dada la profundidad a la que se hallan los reservorios de hidrocarburos (ver figuras 2 a 5 de Fisher & Warpinski y Fig. 3 A).

El comportamiento del fracturamiento hidráulico depende de la profundidad y las características geológicas de la zona objetivo, debiéndose tener en cuenta fundamentalmente la existencia de acuíferos superficiales o profundos (confinados) en las capas que debe atravesar el tubo de perforación. En este sentido, Maxwell (2011) señala que las profundidades de perforación varían aproximadamente entre 1200 a 3500 m y en la mayoría de los casos estudiados la presión hidráulica en la zona de fractura tiende a disminuir hacia abajo, no superando los 100 m. En cambio, el crecimiento de la fractura en general, es mayor hacia arriba, superando ampliamente en algunos casos, los 100 m (ver Maxwell, 2011; figura 7; Fig. 3 B). No obstante, el autor muestra como ejemplo que en promedio, la parte superior de las fracturas están a más de 2 km por debajo de los reservorios de agua y separados por gruesas formaciones rocosas que funcionan como amortiguación (probablemente, formaciones sello) en los casos estudiados en Estados Unidos. Aun así, Maxwell (2011) recomienda que en los eventos que involucren acuíferos profundos se realice un estudio previo muy pormenorizado y un monitoreo intensivo para asegurar la integridad de los mismos.

Davies et al., (2012), explican que es necesario realizar un fracking intensivo a través de la generación de múltiples pozos para la recuperación del shale gas and oil en formaciones devónicas de Estados Unidos. Este procedimiento contrasta claramente con la metodología de explotación convencional que necesita solo unas pocas perforaciones en el área de los reservorios y por ende su impacto medioambiental es comparativamente menor.

Un aspecto fundamental es limitar las presiones hidráulicas en las rocas sedimentarias para evitar la involuntaria penetración de la fractura en los estratos de rocas más superficiales que podrían contener importantes reservorios de agua. Inicialmente, los métodos matemáticos para estimar la altura de la fractura hidráulica eran simplistas y las predicciones de su propagación bastante inexactas. Actualmente se cuenta con metodologías más sofisticadas y modelos computarizados que logran una mayor precisión (Davies et al., 2012), aunque muchas veces se ha encontrado que las pruebas de campo son bastante diferentes de las predicciones que mostraron los modelos (Duggan-Haas et al., 2013). Asimismo, mientras grandes cantidades de agua son introducidas en el pozo para perforar los estratos y avanzar verticalmente y luego horizontalmente para

realizar la fractura, solo una parte de ella es recuperada y sale a la superficie. Los técnicos no saben de qué manera se comportará el fluido que permanece bajo la superficie luego de que el pozo es cerrado (Duggan-Haas et al., 2013). Es importante resaltar que las fracturas inducidas pueden tener comportamientos imprevistos de carácter lateral como ejemplifican Loseth et al., (2011). Los autores explican el caso del campo marítimo de Tordis (Noruega), donde se inyectaron aguas residuales de producción de petróleo convencional a una profundidad de 900 m en el subsuelo durante 5 meses. A corto plazo, aparecieron filtraciones en el lecho marino a 300 m de distancia del pozo (Loseth et al., 2011).

En un foro sobre shale gas realizado en Berlín en 2012 se usaron modelos de simulaciones basados en supuestos conservadores, donde se investigó la posibilidad de que los contaminantes se filtraran hacia la superficie alcanzando los reservorios de agua subterránea. Se encontró que: (A), “cualquier fractura hidráulica puede extenderse más allá de los límites del estrato en el cual se está produciendo el fracking. La fractura puede medir más de 300 m de longitud y de altura y puede eventualmente interceptar una falla geológica” (ver Fig. 3) y (B), “fallas que se extienden a una longitud mayor a 1.000 m pueden favorecer una mayor migración del fluido liberado durante el fracturamiento” (Ewen et al., 2012). Concluyen que “las simulaciones muestran que incluso bajo estos supuestos conservativos, el fluido de fracturamiento que es forzado hacia la roca profunda sólo puede percolar 50 m hacia arriba y sólo mientras el fluido está siendo bombeado en el pozo. Esto significa que el bombeo del fluido del fracking en los pozos no podría causar que ningún contaminante fluya hacia el acuífero”. Pero las simulaciones revelaron que en base a los supuestos planteados y para el caso de shale gas en la Baja Sajonia, los contaminantes podrían ser potencialmente transportados (si encuentran determinadas condiciones para su desplazamiento) a una velocidad de 20 m por año, y en última instancia podrían llegar a los acuíferos profundos. Aunque poco probable, este escenario es teóricamente posible y podrían verse estos efectos en el agua del acuífero varios años después de abandonado un pozo o una zona donde se realiza fracking. Por otro lado, para los acuíferos confinados profundos, como ser el caso del SAG, “los fluidos de hidrofracking podrían percolar hacia arriba, bajo la presencia de una falla porosa”. Aunque es poco probable que existan fallas porosas en la Cuenca Paraná, esta distinción entre los impactos a acuíferos superficiales y acuíferos profundos sobre-presurizados debe ser estudiada con mayor detalle.

Además, en una visión a largo plazo, en la industria hidrocarburífera el encamisado de cemento de los pozos y de las piletas de relave no permanece estable indefinidamente y sufre corrosión, más aún en las zonas profundas hasta las que llega el pozo, donde pueden haberse depositado ácidos para ablandar la roca y permitir un mayor avance del tubo de

perforación. Por lo tanto, sería fundamental que los pozos y piletas abandonados y sellados sean supervisados cada cierto tiempo (Ewen et al., 2012), inclusive luego de que ellos sean cerrados. Considerando lo expresado previamente, es importante aclarar que ante una eventual estimulación hidráulica cercana a un acuífero profundo de tipo confinado-presurizado, como podrían serlo algunos segmentos del SAG-Pérmico en la Cuenca Norte, las fracturas inducidas y las naturales, estén interconectadas o no, podrían convertirse en un foco de contaminación por sustancias que tienen una conducta migratoria ascendente, ordenándose de acuerdo a su diferente densidad como ocurre en la formación de un yacimiento convencional (e.g. gas, petróleo y fluidos de fracturamiento). Por otra parte, es evidente que no existe un consenso en cuanto a las distancias de seguridad necesarias para realizar fracking en aquellos casos en los que un acuífero debe ser atravesado para llegar a las rocas generadoras, las cuales lo subyacen inmediatamente, como podría ser el caso del SAG en Uruguay.

EVENTOS SÍSMICOS EN RELACIÓN AL SHALE GAS AND OIL

¿Qué es la sismicidad inducida?

La sismicidad se refiere a la actividad sísmica en una zona determinada, es decir, la frecuencia y magnitud de los eventos sísmicos que en ella se producen. La frecuencia de un evento sísmico tiene relación con la dinámica geológica, y la magnitud mide la cantidad de energía liberada durante el terremoto. La escala de la magnitud es logarítmica, esto significa que, a la misma distancia, un terremoto de magnitud 6 produce vibraciones con una amplitud 10 veces mayor que las de un terremoto de magnitud 5. Teniendo en cuenta la información proveniente del sitio web del United States Geological Survey (EEUU), un terremoto es causado por un repentino deslizamiento en una falla a partir del atascamiento de las placas tectónicas. Cuando la tensión en el borde supera la fricción, se produce un terremoto que libera energía en ondas que viajan a través de la corteza terrestre. En 1979, los sismólogos Thomas Hanks y Hiroo Kanamori propusieron la escala sismológica de magnitud de momento (MW: > 6.9), la cual provee una forma de expresar momentos sísmicos que puede ser relacionada aproximadamente a las medidas tradicionales de magnitudes sísmicas.

La actividad humana puede generar eventos sísmicos denominándose Sismicidad Inducida o Microsismicidad. En este sentido, Ellsworth (2013) señala que los terremotos que se producen en zonas donde no se conocían casos previos, se han convertido en un tema de debate en Estados Unidos. Casos de este tipo se relatan para Oklahoma (Keranen et al., 2013) y Blackpool Inglaterra (Peter & Baisch, 2011; Ewen et al., 2012; Davies et al., 2012). En general los terremotos inducidos están

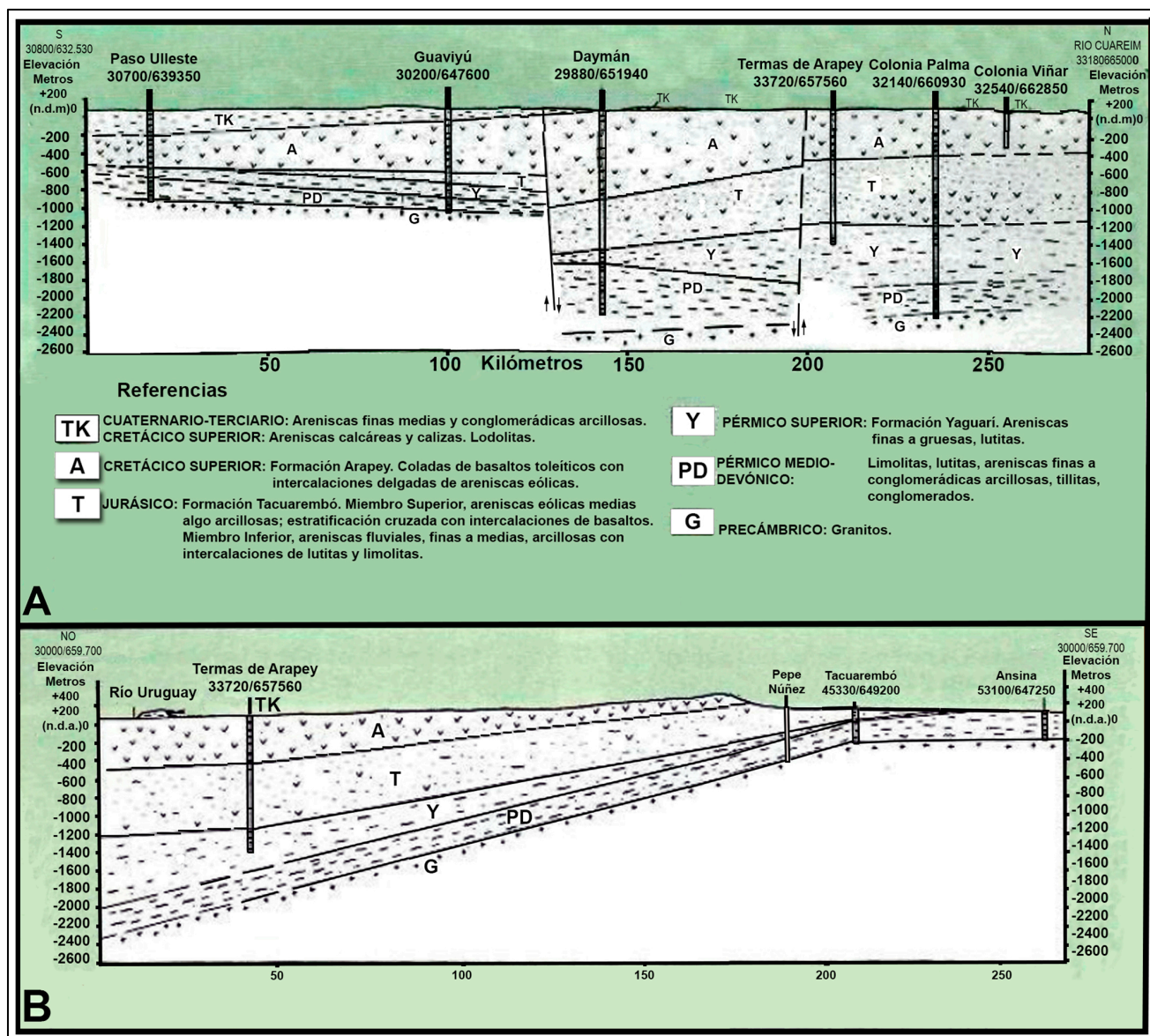


Figura 4: El Sistema Acuífero Guaraní (SAG) en Uruguay y su relación con posibles rocas generadoras de hidrocarburos. A: Perfiles estratigráficos de pozos realizados con fines de exploración de hidrocarburos y que hoy funcionan como surgentes termales. Obsérvese las unidades que se han prospectado hasta el basamento cristalino y la profundidad de los pozos. B: Perfiles estratigráficos mostrando la disminución de la potencia de las unidades hacia el este del país, sector donde se ubica la perforación exploratoria de ANCAP denominada Pepe Núñez con 600 m de profundidad. Adaptado de Rodríguez (1996).

relacionados con el represamiento de grandes embalses de agua, con la minería de superficie y subterránea, con la extracción de fluidos y gas del subsuelo o con la inyección de fluidos residuales en formaciones subterráneas. Ellsworth (2013) describe cómo en el centro y este de Estados Unidos el número de terremotos aumentó significativamente en los últimos años: más de 300 con magnitud (M) ≥ 3 se produjeron desde 2010 hasta el 2012 (con 188 sismos sólo en 2011), en comparación con un promedio de 21 por año desde 1967 al 2000. Ellsworth (2013), concluye que si bien existe microsimilitud periódica asociada a la inyección de fluidos para realizar fracking, los eventos de mayor magnitud y riesgo están relacionados con la reinyección en sub-superficie de aguas residuales generadas a partir de

la extracción de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Esta es una práctica que no es fundamental para realizar fracking, ya que las aguas inyectadas pueden ser reutilizadas y recicladas en lugar de ser inyectadas para su desecho, de esa manera evitando sismos. No obstante, no todas las compañías poseen la habilidad de reciclar el agua y/o la capacidad de solventar los costos de traslado. Hay que tener en cuenta que tan sólo entre un 9 y un 35% del fluido utilizado en un pozo retorna a la superficie luego del hydrofracking, desconociéndose qué efectos podría tener la permanencia de ese fluido en el futuro (Duggan-Hass et al., 2013).

Para ilustrar la relación entre la reinserción de aguas residuales y la generación de sismos, Ellsworth

(2013) relata lo sucedido en Rocky Mountain Arsenal (Denver), donde por inyección de fluidos el epicentro sísmico migró 10 km en 4 años y el caso de Paradox Valley (Colorado) con más de 15 años de sismos a partir de la inyección inicial. En cuanto a los sismos relacionados con el fracturamiento hidráulico, Ellsworth (2013) explica que son de baja magnitud ($M_w \geq 2$), no obstante, si se realiza fracking en zonas de fallamiento geológico pueden producirse eventos mayores como sucedió en la Columbia Británica a partir de 2009 con 21 sismos de M_w 3 y uno específico de M_w 3.6. En definitiva, Ellsworth (2013) señala que es fundamental realizar un seguimiento permanente del comportamiento microsísmico de la formación inyectada y detener el bombeado a $M_w < 2$. Además, el Estado tiene que tener un rol fundamental en el desarrollo de legislación adecuada que permita un control estricto de los procedimientos de inyección de aguas residuales así como del fracturamiento hidráulico (Ellsworth, 2013). A este escenario se le agrega la activación sísmica remota, en donde un terremoto natural muy potente podría desencadenar sismos en lugares lejanos del planeta ubicados en formaciones que están siendo inyectadas con fluidos residuales y cercanas a fallas geológicas (Kerr, 2013).

IMPACTOS AMBIENTALES DE LA EXPLOTACIÓN DEL SHALE GAS Y OIL MEDIANTE FRACKING

El uso indiscriminado del fracking en Estados Unidos se encuentra en una situación crítica desde el punto de vista ambiental (Bateman, 2010). En este sentido, en septiembre de 2010 la EPA obligó a ocho empresas a revelar los químicos que empleaban para el fracking. Por ejemplo, la petrolera Halliburton declaró el uso de los siguientes químicos: 2-butoxietanol, etilhexanol, formaldehído, glutaraldehído, ácido bórico, glicol de etileno, metanol, monoetanolamina, dazomet, anhídrido acético, isopropanol, alcohol propargílico, 5-cloro-2-metil-4-isotiazotina-3-uno, diesel y bicarbonato de sodio. Incluso, esta petrolera está probando una fórmula de líquido de fracking “más amigable” con el medio ambiente, en el cual se sustituyen las sustancias potencialmente peligrosas por compuestos análogos a los que se usan como plaguicidas en la industria alimenticia (Duggan-Haas et al., 2013). Desde 2005 a 2009, en Estados Unidos se utilizaron alrededor de 750 sustancias químicas y otros componentes mediante el uso del fracking (Vidic et al., 2013). Otros elementos presentes en la roca perforada son radioactivos, tales como el radio 226 y el uranio que se concentran junto con los químicos introducidos para la perforación y se detectan en el agua desechada (Bateman, 2010).

Según expresa McAllister (2011) de la agencia Reuters, los residentes de Dimock (Estados Unidos) se encuentran en una batalla legal desde 2008, con el objetivo de restablecer el suministro de agua después

de que una compañía de petróleo y gas (Cabot Oil & Gas Corp.), contaminara los pozos artesianos por infiltración de metano en las corrientes de agua subterránea mediante el uso de fracking. Este tema podría ser controversial considerando un reciente estudio que incluyó el análisis químico de 1701 pozos de agua potable en el noreste de Pennsylvania, sugiriéndose que las concentraciones de metano en el agua subterránea se relacionan con la composición química del agua subterránea, involucrando fuentes naturales para explicar su proveniencia (Molofsky et al., 2013). No obstante, los análisis isotópicos y moleculares que podrían sugerir que el gas proviene de unidades de edad Devónico Medio y Tardío que suprayacen a la Formación Marcellus (de donde se extrae gas mediante fracking), se realizaron exclusivamente en la zona de Dimock (Molofsky et al., 2013), por lo que hasta el momento solo tienen una aplicación local. Por otra parte, datos presentados por Osborn et al., (2011) indican que el 85 % de los pozos que ellos analizaron contienen metano, pero la concentración de este gas es 17 veces más alta en los pozos ubicados en las zonas de fracking que en los pozos que se encuentran fuera de esa área, donde son imperceptibles.

A todo esto Mylott (2011) y McAllister (2011) confirman en su informe para EPA la presencia de productos químicos por fracking gas en el Acuífero Wyoming, cerca del pueblo de Pavillion. La atención de los medios de comunicación y del público en general está creciendo acerca de la contaminación de los suministros de agua potable por los productos químicos utilizados en el fracturamiento hidráulico y por el escape de gas metano en sí. Las pruebas de campo muestran que esas preocupaciones no son infundadas. La presencia de acumulaciones de gas que son atravesadas por el tubo de perforación pueden provocar un incremento de la presión en el pozo y favorecer los escapes de gas metano que pueden contaminar la atmósfera y los reservorios subterráneos de agua potable cercanos, si el encamisado del pozo no fue correctamente construido y cede ante la presión (Duggan-Haas et al., 2013). Pese a los riesgos que implica una mala práctica de esta tecnología de explotación de yacimientos no convencionales, en los estados donde se aplica el fracking en Estados Unidos, se ha permitido a las empresas proceder sin regulaciones adecuadas (ver Palliser, 2012, sobre las exenciones reglamentarias del fracking en Estados Unidos).

Según los antecedentes existentes en Estados Unidos y a pesar de los avances tecnológicos desarrollados en la exploración y producción de gas no convencional, estas metodologías presentan riesgos químicos y biológicos importantes para la salud humana y la estabilidad de los ecosistemas (Duggan-Haas, 2013; Bishop, 2011; Dusseault et al., 2000; Souro, 1992). Por tanto, los países que la permiten deben contar con una infraestructura previa adecuada a la posible generación de circunstancias de deterioro ambiental extremas. Si existe un país desarrollado como Estados Unidos, donde las

reservas de hidrocarburos no convencionales son muy abundantes y al parecer las normativas de control ambiental no son exigentes, porqué las empresas petroleras querrían venir a Uruguay, donde las reservas probadas son comparativamente insignificantes y donde tendrían que realizar una inversión mayor en protocolos de seguridad que aseguren la conservación de uno de los acuíferos más importantes del mundo?

REFERENTES CIENTÍFICOS Y ESCENARIOS POSIBLES EN URUGUAY

En julio de 2012 se realizó una entrevista al geólogo uruguayo especialista en Hidrogeología, Dr. Jorge Montaña, en la cual se le preguntó qué podría suceder en términos generales, si se efectuara fracturamiento hidráulico en las formaciones profundas debajo del Acuífero Guaraní. El académico puntualizó que una vez que existe un foco de contaminación es muy difícil parar su desarrollo a través de los sedimentos. Solamente los países desarrollados, que pueden invertir enormes sumas de dinero y que poseen tecnología de punta, sumado a una necesidad de uso del agua, podrían realizar alguna operación para revertir el proceso. A partir de este escenario, se torna evidente que la mejor forma de proteger un recurso (en este caso, uno de los más grandes de agua potable del mundo) es la prevención. El experto agrega que la base del acuífero (“piso”) está formado por sedimentos pérmicos que potencialmente podrían tener la capacidad de ser rocas generadoras de gas o petróleo. Por consiguiente, para acceder a las formaciones que potencialmente tendrían estos recursos se tiene que pasar por el Acuífero Guaraní. Este hecho implicaría la necesidad de un control muy estricto por parte del Estado en el caso de aplicarse tecnologías de fracturamiento hidráulico, para evitar que se desencadenen migraciones de gas y de líquido (reflujo) hacia la superficie y alcancen sectores profundos del acuífero. De acuerdo con Montaña, una opción sería ejecutar un plan de acción en la zona donde se realiza la fractura que contemple las condiciones de profundidad en que se encuentra el acuífero y las tecnologías a aplicar, además de sugerir la construcción de pozos “alarma” o de “monitoreo”, donde, al primer indicio de pérdida, se detenga el proceso. Sin embargo, es evidente que esta técnica es de respuesta tardía. El técnico señala que en la actualidad no se dispone de equipos académicos y de investigación que puedan fiscalizar la práctica de estas tecnologías. Asimismo, Montaña considera que el sistema educativo debe formar más geólogos, ingenieros químicos y de perforación ante las nuevas inversiones en exploración y futura producción, tanto en el onshore como en el offshore (E.M., Comunicación Personal, Montaña, 2012).

En agosto de 2012 se realizó una entrevista al geólogo Dr. Héctor De Santa Ana, Gerente de

Exploración y Producción de ANCAP, sobre la visión de la petrolera uruguayana en relación al posible uso de tecnologías fracking en Uruguay y el potencial peligro de afectación al Acuífero Guaraní. De Santa Ana explicó que en la actualidad “un 90% de la Cuenca Norte de Uruguay es desconocida” y que ella “tiene una gran complejidad desde el punto de vista lávico, tanto a nivel intrusivo como extrusivo”. Esta complejidad es muy importante ya que compartimenta la cuenca y por ende, el Sistema Acuífero Guaraní (SAG) va a tener un comportamiento diferente en su transmisividad. Por ejemplo, en algunos casos no se conecta un sistema con otro. Señala además que desde el punto de vista de ANCAP (excluyendo la opinión de la DINAMA) a corto y mediano plazo “no se va a permitir ningún tipo de fracturamiento hidráulico, ya que no existe un conocimiento acabado de la Cuenca Norte” así como tampoco de “áreas que son sensibles para el acuífero” (E.M., Comunicación Personal, De Santa Ana, 2012). No obstante, estas declaraciones son contradictorias, ya que como fue explicado anteriormente, ANCAP ya ha firmado un contrato de exploración y explotación con una empresa que se dedica a explotar yacimientos no convencionales como Schuepbach Energy-Petrel S.A.

Según Montaña et al. (2002) el acuífero más importante de Uruguay se desarrolla en la Cuenca Norte continuando en la Cuenca Paraná. Está constituido por una potente sucesión de estratos porosos y permeables que, más o menos interconectados, en su gran mayoría se depositaron durante el Mesozoico. En su conjunto definen el denominado Sistema Acuífero Guaraní (SAG), con una superficie aproximada de 1.200.000 km² bajo los límites de cuatro países que se reparten de la siguiente forma: Paraguay 71.700 km²; Argentina 225.500 km²; Brasil 810.800 km² y en el norte de Uruguay alcanza 43.000 km². En casi toda su extensión, el SAG se encuentra cubierto por coladas basálticas que logran superar los 1.000 metros de potencia causando en algunas regiones condiciones de termalismo y surgencia. Aprovechando estas características los países parte, utilizan el agua para actividades turísticas, riego y abastecimiento de agua potable. En este sentido Montaña et al. (2005) señalan que desde el punto de vista de la constitución geológica, se puede distinguir dos grandes paquetes sedimentarios que conforman subsistemas hidrogeológicos distintos. Por un lado se denomina al SAG típico como constituido por sedimentos y rocas sedimentarias asimilables a la Formación Tacuarembó (Jurásico) y a las formaciones Buena Vista y Yaguarí, ambas posiblemente de edad Pérmico (Piñeiro et al., 2003; Piñeiro & Ubilla, 2003; De Santa Ana et al., 2006; Piñeiro et al. 2012a) o la primera constituyendo la transición desde el Pérmico al Triásico (Piñeiro et al., 2007, 2012a). De forma general se puede caracterizar a las sedimentitas que constituyen el SAG típico por una sucesión de areniscas de origen continental (Formación Tacuarembó), depositadas por sistemas fluviales y lacustres a las que se asocian varios episodios eólicos que se intercalan a lo largo de toda la sección

y se agregan sedimentos y rocas sedimentarias depositadas en ambientes transicional-continental (Yaguarí - Buena Vista). El espesor puede variar desde los pocos metros hasta más de 200 metros saturados de agua (Fig. 4). El SAG típico se apoya en un paquete sedimentario denominado Sistema Acuífero Permo-Carbonífero, conformado por sedimentitas de edad Carbonífero Superior - Pérmico Inferior (San Gregorio y Tres Islas; Bossi & Schipilov, 1998; Montaña et al., 2005), de media y baja permeabilidad, que han sido depositadas en ambientes glaciares y periglaciares poco profundos y que, por su contenido variable de sales condiciona la calidad del agua (en el pozo de O.S.E. Salto y del Hotel Horacio Quiroga el agua aparece bicarbonatada clorurada sódica). Bajo estas características se define el segundo sistema hidrogeológico del SAG (Montaña, et al. 2005). En este contexto se puede observar una disminución del espesor de las unidades hacia el este (Rodríguez, 1996; ver Fig. 4 B). Las imágenes de relevamiento sísmico que se analizan más adelante, evidencian lineamientos y fallas que podrían ser la vía de conexión entre los dos sistemas acuíferos.

LA CUENCA NORTE

Cuenca Paraná (Brasil), Chacoparanense (Argentina), Cuenca Norte (Uruguay)

En base a un trabajo realizado por De Santa Ana (2005), la Cuenca Norte Uruguay forma parte de una extensa área de acumulación de sedimentación intracratónica gondwánica (Cuenca Chacoparanense en Argentina y Cuenca Paraná en Brasil), desarrollada sobre un escudo compuesto por un conjunto de núcleos cratónicos (rocas graníticas) abarcando aproximadamente 1.400.000 km², de los cuales casi 100.000 km² están en Uruguay (Fig. 5). Según datos provenientes de perforaciones de ANCAP, la Cuenca Norte alcanza profundidades cercanas a los 2.500 m consistentes en rocas sedimentarias y volcánicas depositadas desde el Devónico hasta el Neocretácico, siendo separadas por discordancias de ámbito regional (Bossi, 1966; Bossi & Navarro, 1991; De Santa Ana, 2005; Veroslavsky et al., 2006).

Possible preservación del Devónico con dirección Noroeste en la Cuenca Norte

Según plantean Veroslavsky et al. (2006), en la región central de Uruguay afloran rocas sedimentarias devónicas que formaron parte de la extensa sedimentación marina que cubrió vastas áreas del margen occidental de Gondwana. Las distintas reconstrucciones paleogeográficas señalan que la región occidental de este supercontinente ocupó durante el Devónico, una posición subpolar a polar, donde la sedimentación se procesó mayoritariamente en un ámbito marino de tipo epicontinental, muy probablemente de aguas frías asociadas a un nivel de

base oceánico instalado hacia el Oeste (proto-Pacífico). En Uruguay las sedimentitas devónicas afloran casi exclusivamente en la región centro - Norte del departamento de Durazno y se reúnen en el Grupo Durazno, integrado por tres formaciones que, de la base al tope, se denominan: Cerrezuelo, Cordobés y La Paloma. Esta sucesión sedimentaria, de naturaleza siliciclástica, no logra superar los 300 metros de potencia y por sus litologías, arreglo de facies y contenido fosilífero, ha sido depositada por la acción de sistemas transicionales y marinos. Veroslavsky et al. (2006) explican, siendo de fundamental importancia para el presente trabajo, que la extensión de los depósitos devónicos fue mucho mayor a la que exhibe actualmente, siendo sus límites geológicos de naturaleza erosivo - estructural, ocurriendo una fuerte denudación de estos terrenos por eventos tectónicos ocurridos hacia finales del



Figura 5: Proyección de la existencia de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales en la Cuenca Norte. La línea punteada muestra la delimitación relativa del SAG en Uruguay. Estudio realizado por ANCAP. Fuente: ANCAP (2012).

Devónico y durante el Carbonífero. Se agregan para aumentar la complejidad, procesos de erosión asociados a la implantación de la glaciación gondwánica, por lo que en este sentido, el autor no descarta que parte del Devónico pueda estar parcialmente preservado en fosas profundas controladas por fuertes direcciones Noroeste (Fig. 5). Para fundamentar esta postura, Veroslavsky et al. (2006) se apoyan en las similitudes fosilíferas y sedimentarias encontradas en la Cuenca de Chaco - Paraná, Chaco - Tarija y Ventana-Cabo, aunque no se

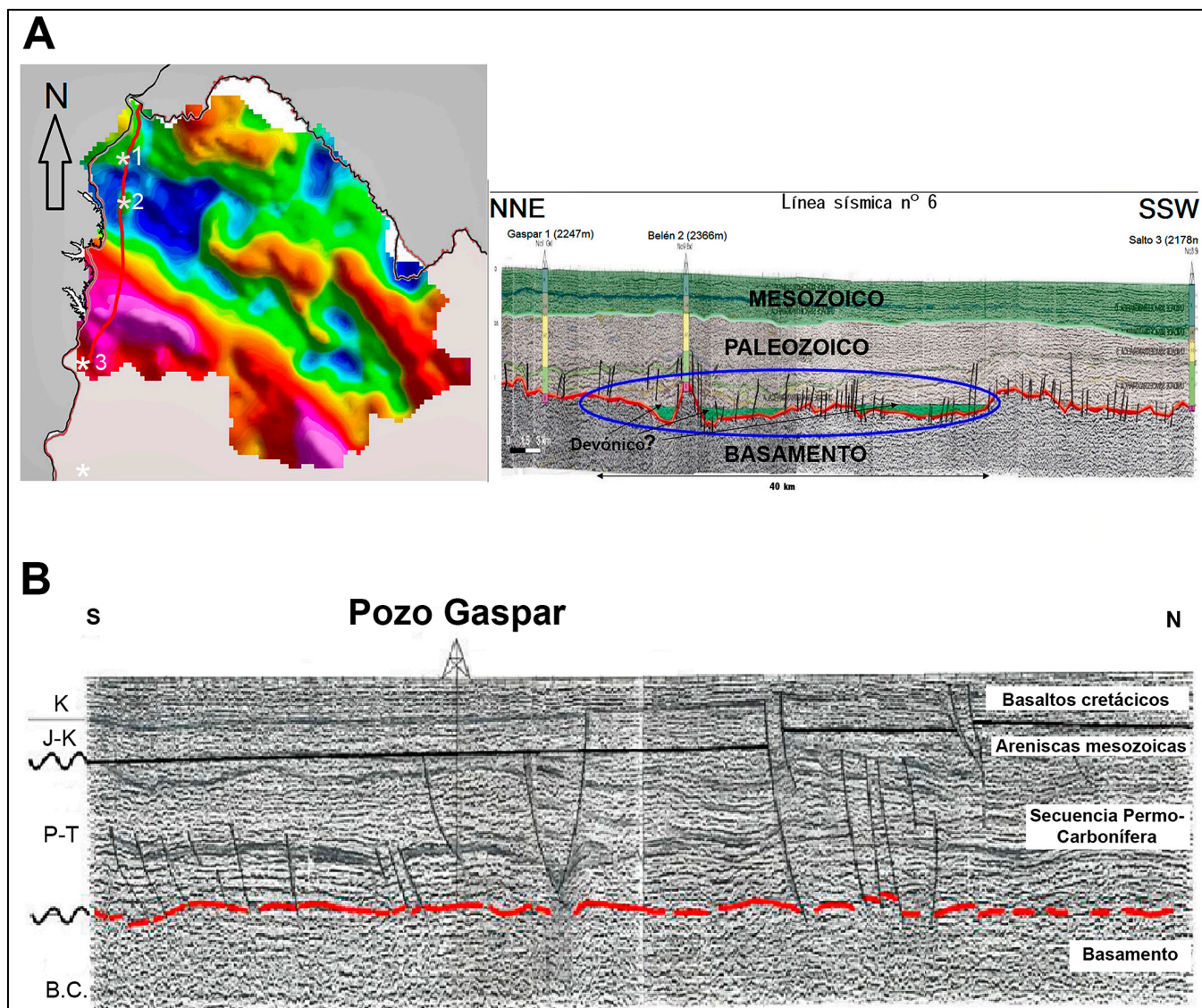


Figura 6: Imágenes sísmicas de la Cuenca Norte tomadas por ANCAP desde 1984 a 1985. A: mapa mostrando la posición de los pozos explorados; 1: Gaspar; 2: Belén; 3: Salto. Interpretación sísmica de la existencia de acumulaciones capaces de preservar hidrocarburos convencionales y no convencionales (pre-Carboníferos) en Uruguay. Fuente: De Santa Ana (2011). B: Ampliación de la imagen sísmica cercana al pozo Gaspar. Obsérvese la presencia de numerosas fallas provenientes del basamento cristalino, atravesando varias unidades suprayacentes hasta llegar inclusive a la Formación Arapey. Fuente: ANCAP (2011).

mencionan estudios previos sobre las similitudes fosilíferas y sedimentarias que apoyen esta hipótesis.

En la actualidad, la gerencia de Exploración y Producción de ANCAP propone un escenario de alta probabilidad de hallar rocas de edad Devónico conteniendo recursos de shale gas and oil, y tight gas and oil para la Cuenca Norte (Fig. 5). La misma se confirmaría a partir de la exploración en los departamentos de Salto, Paysandú y Tacuarembó. Esta presunción concuerda con las hipótesis del Dr. Gerardo Veroslavsky (Facultad de Ciencias), quién asesora las empresas que se han interesado en estudiar estos depósitos (Schuepbach Energy- Petrel S.A.). Entre otros, Veroslavsky espera hallar reservorios gasíferos en unidades pre-carboníferas que eventualmente podrían estar representadas por la Formación Cordobés, aunque no se ha especificado

hasta el momento cuál podría ser la unidad portadora de esos recursos (Veroslavsky, 2013, III Jornadas del Departamento de Evolución de Cuenas, Facultad de Ciencias). En la actualidad (Mayo-2013) un informe corporativo elaborado por Schuepbach Energy-Petrel S.A. identifica una subsidencia del basamento tipo rift abortado en su área adjudicada, con lineamientos noroeste y en base a la perforación de 4 pozos exploratorios, se confirmaría la presencia de roca generadora de hidrocarburos madura y areniscas de alta calidad como formación reservorio (SELLC-Petrel S.A., 2013; Fig. 5). No obstante, después de dos años de perforaciones, hasta el momento no hay anuncios claros que confirmen la presencia de hidrocarburos.

DISCUSIÓN

Características de la Cuenca Norte y distribución del Acuífero Guaraní en Uruguay

El posible uso del fracking en el Norte del país se vuelve extremadamente riesgoso si se tiene en cuenta la presencia del SAG, un acuífero confinado y presurizado profundo (Bossi et al., 1998; De Santa Ana et al., 2006 y Bossi & Schipilov, 2007). A este escenario se le agrega fallas observadas en las imágenes sísmicas (Fig. 6) interceptando formaciones geológicas suprayacentes hasta llegar casi a la superficie (Fig. 6B). Si bien los artículos analizados para este trabajo no demuestran que las posibles reservas de hidrocarburos y/o los fluidos utilizados en el fracking puedan encontrar debilidades geológicas que les permitan migrar hacia estratos superiores, el riesgo existe para el SAG, dada la particularidad de este acuífero de encontrarse presurizado y a profundidad, cercano a los estratos de interés para ser explotados mediante fracking. Se podría considerar como posible la migración de los fluidos hacia arriba, ya sea a corto, mediano o largo plazo, llegando finalmente al SAG al menos en las zonas en que el acuífero y las gas-shale se encuentren a menos de 300 m de distancia. De todas maneras esta es una distancia conservativa, ya que no se han estudiado la propagación de fracturas en relación a un acuífero confinado profundo.

Además, se podrían desencadenar movimientos sísmicos menores por estimulación de fracturas durante el fracking y de mayor magnitud y peligrosidad de practicarse la re-inyección de los fluidos utilizados durante el fracking al subsuelo. Si el Devónico tuviera un lineamiento hacia el noroeste como plantean los técnicos de ANCAP y asesores de las empresas extranjeras, estas rocas se situarían muy próximas al Acuífero (Fig. 4 A) y las fracturas que se han verificado a través de imágenes sísmicas, podrían generar un grave peligro de contaminación del SAG en Uruguay. Es probable que esta situación se repita en la Cuenca de Paraná, al menos en el Estado de Rio Grande do Sul, donde se puede observar una correspondencia lito y bioestratigráfica muy marcada (Bossi & Navarro, 1991; Acevedo et al., 1985) entre las unidades que conforman el SAG y las que lo subyacen y suprayacen. Si bien en Argentina esta correspondencia no es tan evidente, existen pruebas de debilidades en el margen oriental de la Cuenca Chacoparanense, sugeridas por las fracturas y deformaciones allí presentes (D'Elia, 2013; Silva, 1999; Aguirre et al., 2008).

Lutitas pirobituminosas de la Formación Mangrullo: únicas reservas de hidrocarburos probadas de Uruguay

Según una publicación de ANCAP de 1982, en Uruguay los "esquistos bituminosos" de la Formación Mangrullo (Pérmico Temprano, Artinskiano de Uruguay) son la única reserva probada de roca

carbonosa de nuestro país, que se encuentran entre las rocas más fosilíferas y con mayor potencial de preservación de Uruguay (ver Piñeiro, 2002, 2004, 2006; Piñeiro et al., 2012 b, c, d). El conocimiento de su existencia y potencial hidrocarburífero data del siglo XIX pero estas rocas no fueron efectivamente exploradas para su cuantificación hasta el año 1975, cuando ANCAP inició un trabajo de evaluación y cuantificación de reservas que finalizó en 1981. La prospección y exploración de los esquistos bituminosos se realizó en las áreas aflorantes y subaflorantes de los departamentos de Rivera (sector C, 72 pozos), Tacuarembó (sector B, 38 pozos) y Cerro Largo (sector A, 282 pozos). Según esta publicación de ANCAP (1982), para distinguir entre un esquisto carbonoso capaz de generar algo de aceite por destilación y un esquisto bituminoso "verdadero", algunos autores exigen que este último tenga un porcentaje de conversión de material orgánico a aceite por calentamiento (hasta 500°C) superior al 50%, tomando el porcentaje de conversión como la relación de carbono en la materia orgánica y en el aceite. Por tanto, dado que los esquistos de la Formación Mangrullo no sobrepasan el 50% de carbono en la materia orgánica ni tampoco en el aceite, no se estaría ante la presencia de verdaderos "esquistos bituminosos" sino que deberían identificarse como "esquistos carbonosos" (ANCAP, 1982).

Para finalizar, el informe realizado por ANCAP (1982) establece algunos lineamientos a modo de conclusiones, estableciendo: (1) El bajo espesor aprovechable de la formación Mangrullo descarta la posibilidad de un proceso in situ. (2) El rendimiento en aceite es bajo en su explotación, se requiere por tanto un aprovechamiento total de la sustancia orgánica, lo que difícilmente se logra en un proceso in situ. (3) El alto contenido de azufre en el esquisto y en el aceite obtenido debe ser considerado en la explotación y en los procesos de refinación del aceite. (4) El alto contenido de nitrógeno en el destilado exige pretratamiento del aceite. (5) En la molienda del esquisto se genera un alto porcentaje de finos, los cuales dado su volumen deben ser procesados. (6) No existe una tecnología ya desarrollada que pudiera aplicarse directamente a los "esquistos bituminosos" en Uruguay, no obstante, especialistas en el tema han estimado que mediante una combinación y modificación de tecnologías ya existentes para otros tipos de "esquistos bituminosos" sería posible la explotación con costos de inversión y operación razonables (ANCAP, 1982).

Desde esta perspectiva es evidente que el shale oil en la Formación Mangrullo es una reserva, aunque no del todo alentadora en términos de rentabilidad. Es posible que existan algunas tecnologías hoy en día que puedan ser favorables para la explotación de este tipo de recursos, pero el volumen de estas rocas parece ser insuficiente, dado el desinterés que por ellas han tenido las empresas que solicitaron adjudicación de bloques onshore para exploración de hidrocarburos. Su explotación por pirólisis

(combustión a temperaturas cercanas a los 500° C) parece ser asimismo poco rentable, ya que los esquistos no alcanzan el 50% requerido como mínimo de material orgánico.

Derecho Minero y competencias legales de ANCAP

El Decreto 454/06 de Prospección de Hidrocarburos, establece que ANCAP es el organismo competente para realizar la actividad minera correspondiente al literal a) de la Clase I, del Artículo 7 referido en el Código de Minería vigente (Decreto Ley N° 15.242 de 08/01/1982, modificado por la Ley N° 18.813 de 23/09/2011), comprendiendo los siguientes yacimientos: "A) Yacimientos de combustibles fósiles que incluyen petróleo, gas natural, hulla, lignito, turba, rocas pirobituminosas y arenas petrolíferas y B) Otros yacimientos de sustancias minerales o elementos aptos para generar industrialmente energía". Además, ANCAP puede ejecutar cualquiera de las fases de operación petrolera mediante contratación de terceros, quienes actuarán a nombre del Ente estatal, pudiendo la contratación revestir cualquiera de las formas utilizables en la materia, incluso la que pone el riesgo a cargo del Contratista.

Regulación del Acuífero Guaraní

Recientemente se creó la Comisión del Sistema Acuífero Guaraní como órgano asesor del Consejo Regional de Recursos Hídricos (Decreto, 183/2013). La Comisión será presidida, convocada y coordinada por el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA), a través de la Dirección Nacional de Aguas. Dispondrá de una Secretaría Técnica y contará con el apoyo de las unidades técnicas de los ministerios, entes y unidades descentralizadas que se establezcan, así como de las Intendencias involucradas (Decreto, 183/013; 20/06/13).

CONSIDERACIONES FINALES PRELIMINARES

En Uruguay se han firmado contratos y se habla de la posibilidad de avanzar en la aplicación de la técnica del fracturamiento hidráulico, a pesar de que los entes encargados del control ambiental y los ciudadanos en general cuentan con muy poca información sobre el tema. Esto limitaría la evaluación de los estudios previos de impacto ambiental, que como es sabido, los realizan las propias empresas que solicitan los permisos para instalarse. Los datos proporcionados por las dependencias del gobierno uruguayo que están directamente involucradas con el tema (ANCAP y/o MIEM; DINAMA), han sido muy difusos, contradictorios y escasos. Se observa con preocupación la aprobación de la Ley N° 19.178 (8/1/14) que modifica la ley de acceso a la información pública N° 18.381 (7/11/08), aumentando las restricciones y limitantes con respecto a su versión anterior.

Las empresas petroleras gubernamentales de los países pertenecientes al Mercosur están generando escenarios legales propicios para las multinacionales del sector, incentivándolas y atrayéndolas directamente mediante el mecanismo de "Rondas", como lo ha hecho ANCAP en varias oportunidades. Así, Uruguay ha firmado un contrato de exploración y explotación con la empresa Schuepbach Energy-Petrel S.A. donde se establece que se buscará hidrocarburos no convencionales en amplios sectores de la Cuenca Norte. Considerando el escenario descripto previamente sobre las características geológicas de la Cuenca Norte y de la litoestratigrafía de las secciones que contienen al SAG y teniendo en cuenta la cercanía de los estratos que virtualmente contienen rocas generadoras con el acuífero, la amenaza que podría representar la fractura hidráulica para la integridad de los sistemas de aguas subterráneas, es tangible (Meroni, 2013). Por tanto, la pregunta que surge en este escenario es: ¿Existe una tecnología alternativa al fracking para extraer estos recursos sin provocar un daño irreversible para los acuíferos? Hasta el momento no se conoce y además no se han estudiado las consecuencias del fracturamiento hidráulico en acuíferos profundos y presurizados, más vulnerables como el SAG. El uso del sentido común apuntando a la sustentabilidad ambiental mediante la aplicación del principio de precaución y acción preventiva como lo establece el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea en lo referido al medio ambiente, deberían ser tenidos en cuenta por los gobernantes, tanto de Uruguay como de la región. Sería importante que se tuvieran respuestas claras y bien argumentadas a las siguientes interrogantes:

- 1- ¿Acaso para Uruguay y la región, la extracción de estos posibles recursos hidrocarburíferos tiene prioridad sobre la protección de SAG y el SAG-Pérmico?
- 2- ¿Es ambientalmente sustentable la extracción hidrocarburífera por fracking y puede coaccionar con la protección ambiental del SAG y el SAG-Pérmico en Uruguay?
- 3- ¿La Dirección Nacional de Medio Ambiente tiene recursos humanos, técnicos y una regulación ambiental exigente para afrontar el desafío de la convivencia entre la extracción petrolera y la protección ambiental del SAG y el SAG-Pérmico?
- 4- ¿Puede ANCAP apoyar a empresas extranjeras que harán uso del fracking y al mismo tiempo asumir el rol de controlador ambiental del SAG y el SAG Pérmico (ver Cortizas, 2014), cuando esa función fue históricamente asumida por la Dirección Nacional de Medio Ambiente y recientemente por la Comisión Nacional del Acuífero Guaraní y la DINAGUA?
- 5- ¿Cuál es la principal razón que obliga a Uruguay a exponerse a riesgos ambientales que pueden

tener consecuencias graves para las reservas de agua potable?

Según opiniones de distintos especialistas (e.g. Ramón Méndez de la Dirección Nacional de Energía, MIEM), la crisis energética que padece Uruguay y la región desde hace varios años ha sido agravada por tasas de crecimiento económico históricas, aumentando la demanda eléctrica a un nivel sin precedentes. Esta situación ha impulsado la búsqueda de recursos energéticos a todo nivel, tanto renovables como no renovables y de forma urgente. No obstante, según datos recientes sobre la estructura de la matriz energética en Uruguay, es claro que la demanda de energía ha crecido, fundamentalmente en la industria y el agro (MVOTMA, MIEM-DNE, Caacid, España, 2014). La causa que se esgrime en este informe para explicar la reducción de los caudales de agua en las represas es el cambio climático. No obstante, existen hoy en el Uruguay megaproyectos en el área de la agricultura y la industria que tienen un denominador común; el uso y consumo de grandes cantidades de agua. En el caso del fracking se usan entre 340000 y 425000 litros de agua en un solo pozo. Si consideramos que la cantidad de pozos necesarios para realizar fracking es muy superior a la explotación convencional y que del agua utilizada, se recupera un porcentaje muy menor para la reutilización en otro pozo, podemos deducir que el gasto de agua es muy elevado. Cabe destacar, que la energía nuclear en Uruguay está prohibida por ley y para el 2015 el 90% de la energía eléctrica del país provendrá de una combinación de fuentes renovables, fundamentalmente la eólica y la biomasa (El Observador, 2014). Por tanto, en el contexto de la matriz energética uruguaya, el fracking no parece ser un paso intermedio hacia las energías renovables.

El fracking es potencialmente contaminante para las reservas de agua en cada región donde se aplica. Así se ha demostrado formal y empíricamente en Estados Unidos y en otros países con problemas graves de contaminación ambiental. Si se utiliza en Uruguay o en la región, no solo estará latente la posibilidad de que se produzcan eventos sísmicos sino también el hecho de que su aplicación podría desencadenar migraciones de gas, petróleo o fluidos del contraflujo del fracking de forma incontrolable, a través de zonas de fallamiento o debilidades rocosas de las formaciones sello hacia determinados sectores del acuífero, inutilizándolo para siempre.

Agradecimientos

Se expresa un cálido agradecimiento a los siguientes entrevistados y personas allegadas a los lugares de trabajo en los que cada uno se desempeña:

Dr. Jorge Montaña compartió sus valiosos conocimientos sobre el Acuífero Guaraní, así como

algunos temas estratégicos que requerirán futuras investigaciones.

El periodista Víctor Bacchetta proporcionó información pertinente a este trabajo.

Dr. Claudio Gaucher dedicó su tiempo y paciencia en la explicación de procesos complejos y específicos de Geología.

Matías Soto y Bruno Conti, pertenecientes al equipo de E&P de ANCAP fueron muy amables en compartir bibliografía y colaborar con la interpretación de información especializada.

El Gerente del área E&P de ANCAP, Dr. Héctor De Santa Ana brindó un primer acercamiento al estado de situación de la E&P en Uruguay, así como también proporcionó información específica sobre sus exposiciones en congresos, las cuales han sido muy importantes para el desarrollo de este estudio.

Deseamos expresar nuestro agradecimiento a los revisores y editores, cuyas recomendaciones y críticas constructivas han contribuido a mejorar sustancialmente este trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ACEVEDO, S. A.; LAVINA, E.; BARBERENA, M.; FERRANDO, L.; ANDREIS, R. (1985). **Evidencias de correlação entre a Formação Yaguari (Uruguai) e as Formações Rio do Rasto e Sanga do Cabral (Rio Grande do Sul- Brasil).** Pesquisas, 17:112-121.

AGUIRRE, C.; BLANCO, S.; FERRARESI, P.; RODRÍGUEZ, M. (2008). **Proyecto para la Protección Ambiental y Desarrollo Sostenible del Sistema Acuífero Guaraní.** Buenos Aires: P&T Consultora SRL.

ANCAP (1982). **Evaluación de yacimientos de lutitas pirobituminosas del Uruguay.** Montevideo: División Planificación y Desarrollo. 169 pp. + 32 figuras.

ANCAP (2011). **Onshore Exploratory Potential - Norte Basin.** www.rondauruguay.gub.uy

ANCAP (2012)- II Seminario Latinoamericano y del Caribe de Petróleo y Gas, Montevideo.

ANCAP - SCHUEPBACH ENERGY URUGUAY SRL. (2012). **Contrato para el otorgamiento de áreas para la exploración-explotación de hidrocarburos en área continental (onshore) de la República Oriental del Uruguay.** 80 pp.

- BATEMAN, C. (2010). **A Colossal Fracking Mess**. 21/06/2010. Obtenido de: <http://www.vanityfair.com/business/features/2010/06/fracking-in-pennsylvania-201006>
- BISHOP, R. (2011). **Chemical and Biological Risk Assessment for Natural Gas Extraction in New York**. University of New York: Chemistry and Biochemistry Department State. Obtenido de: <http://www.globalresearch.ca/fracking-chemical-and-biological-risk-assessment-for-natural-gas-extraction>
- BOSSI, J. (1966). **Geología del Uruguay**. Departamento de Publicaciones, Universidad de la República, Montevideo. 469 pp.
- BOSSI, J.; FERRANDO, L. A.; MONTAÑA, J.; CAMPAL, N.; MORALES, H.; GANCIO, F.; SCHIPILOV, A.; PIÑEYRO, D.; SPRECHMANN, P. (1998). **Carta Geológica del Uruguay, escala 1/500.000**. Geoeditores SRL. Memoria Explicativa, 145 pp (CD-ROM).
- BOSSI, J.; NAVARRO, R. (1991). **Geología del Uruguay**. Departamento de Publicaciones, Universidad de la República, Montevideo. Tomos 1 + 2, 970 pp.
- BOSSI, J.; SCHIPILOV, A. (1998). **Grupo Arapey: Basaltos confinantes del Acuífero Guaraní en Uruguay**. Agrociencia, 2 (1): 12-25.
- BOSSI, J.; SCHIPILOV, A. (2007). **Rocas ígneas básicas del Uruguay**. Montevideo: Universidad de la República, Facultad de Agronomía. 264 pp.
- BRIONES, G. (2002). **Metodología de la Investigación en las Ciencias Sociales y en el Derecho**. Instituto Colombiano para el Fomento de la Educación Superior, ICFES Santiago de Chile: Facultad de Ciencias Sociales. 217 pp.
- CONTI, B.; MORALES, E., 2009. **Geología y criterios exploratorios de la lutitas gasíferas; potencial en el Uruguay: Recursos Minerales Energéticos del Uruguay; petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas bituminosas, carbón, uranio, y almacenamiento de gases**. Taller ANCAP Exploration and Production. Resúmenes de Trabajos Presentados. Pp. 1-2.
- CORTIZAS, G. (2014). **Ancap custodiará el Acuífero Guaraní**. Obtenido de El País: <http://www.elpais.com.uy/informacion/ancap-custodiara-reserva-acuifero-guarani.html>. 06/04/2014.
- DAVIES, R.; SIMON, M.; MOSS, J.; HUSTOFF, S.; NEWPORT, L. (2012). **Hydraulic fractures: How far can they go?**. Marine and Petroleum Geology, 37(1): 1-6.
- DECRETO 214/00; 26/7/00 (complementado por el 295/01 de 17/7/01)
- DECRETO 183/013; 20/06/13
- DECRETO 183/03 **Comisión del Sistema Acuífero Guaraní**. (20/06/2013).
- DECRETO 454/06 **Prospección de hidrocarburos**. (20/11/2006).
- D'ELÍA, E. (2013). **Conferencia: "Fracking". Escuela Técnica Colón**. Colón, Entre Ríos, Argentina. <https://www.youtube.com/watch?v=cL71hiX9Q3s>. 4/01/2013.
- DE SANTA ANA, H. (2005). **Análisis tecto-estratigráfico de las secuencias permotriásicas y jurocretácicas de la cuenca Chacoparanaense uruguaya ("Cuenca Norte")**. São Paulo: Instituto de Geociencias y Ciencias Exactas - Universidade Estadual Paulista. 274 pp.
- DE SANTA ANA, H. (2011). **Hidrocarburos No Convencionales: Una oportunidad de negocios de exploración y producción en cuencas onshore del Uruguay**. Conferencia regional ARPEL, Punta del Este.
- DE SANTA ANA, H.; VEROSLAVSKY, G. (2006). **La tectonosecuencia volcanosedimentaria de la Cuenca Norte de Uruguay. Edad Jurásico-Cretácico Temprano**. En: Veroslavsky, G., Ubilla, M., Martínez, S. (Eds.), Cuencas Sedimentarias de Uruguay: Geología, Paleontología y Recursos Minerales. Mesozoico (pp. 53-76). Montevideo, DIRAC.
- DE SANTA ANA, H.; GOSO, C.; DANERS, G. (2006). **Cuenca Norte: estratigrafía del Carbonífero y Pérmico**. En: Veroslavsky, G., Ubilla, M., Martínez, S. (Eds.), Cuencas Sedimentarias de Uruguay: Geología, Paleontología y Recursos Minerales. Paleozoico (pp.147-208). Montevideo, DIRAC.
- DE SANTA ANA, H.; CONTI, B.; FERR, S.; GRISTO, P.; MARMISOLLE, J.; MORALES, E.; RODRÍGUEZ, P.; SOTO, M.; TOMASINI, J. (2010). **Estado actual de los hidrocarburos y otros recursos energéticos en Uruguay**. Revista Petrotecnia, 2: 30-40. IAPG, Buenos Aires.
- DIARIO EL PUEBLO (2/05/2014). **Jerarcas de ANCAP afirmaron que los trabajos de investigación en Pepe Núñez son alentadores**. Anónimo. Recuperado el 3 de Mayo de 2014, del Diario El Pueblo:

- <http://www.diarioelpueblo.com.uy/generales/jerarcas-de-ancap-afirmaron-que-los-trabajos-de-investigacion-en-pepe-nunez-son-alentadores.html>
- DIRECCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (2005). **Política energética de Uruguay, 2005 - 2030**. p.14. MIEM.
- DUGGAN-HAAS, D.; ROSS, R. M.; ALLMON, D. W (Eds.) with contribution of Cronin, K.E.; Smrecak, T.A.; Perry, S. A. (2013). **The Science beneath the surface. A very short guide to the Marcellus Shale**. Paleontological Research Institution (Special Publication N° 43). Ithaca, New York, 252 pp.
- DUSSEAU, M.; GRAY, M.; NAWROCKI, P. (2000). **Why Oilwells Leak: Cement Behavior and Long-Term Consequences**. Society of Petroleum Engineers, 64733: 1-8.
- EL OBSERVADOR (2014). **Inauguran dos nuevos parques eólicos**. Obtenido de <http://www.elobservador.com.uy/noticia/275408/inauguran-dos-nuevos-parque-eolicos/>. 02/04/2014.
- ELLSWORTH, W. (2013). **Injection-Induced Earthquakes**. Science (341): 1225942. <http://www.sciencemag.org/content/341/6142/1225942.12/08/2013>.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). (2013). **Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States**. Washington: U.S. Department of Energy. pp. 283-284.
- EWEN, C.; BORCHADT, D.; RICHTER, S.; HAMMERBACHER, R. (2012). **Hydrofracking Risk Assessment**. Study Status Conference, Berlin, 75pp.
- FISHER, K.; WARPINSKI, N. (2012). **Hydraulic-Fracture-Height Growth: Real Data**. Society of Petroleum Engineers, Production & Operations, 7 (1): 8-19.
- HOWARTH, R.; INGRAFFEA, A.; SANTORO, R. (2011). **Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations**. Climatic Change, 106 (4): 679-690.
- HOWARTH, R.; SHINDELL, D.; SANTORO, R.; INGRAFFEA, A.; PHILLIPS, N.; TOWNSEND-SMALL, A. (2012). **Methane Emissions from Natural Gas Systems**. Background Paper Prepared for the National Climate Assessment. pp. 1-6.
- KERANEN, K.; SAVAGE, H.; ABERS, G.; COCHRAN, E. (2013). **Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence**. Geology, 41(6): 699-702.
- KERR, R. (2013). **Some earthquakes warn that they are about to strike**. Science, 341(6142): 117-118.
- LEY (Decreto) N° 15.242 de 08/01/1982
- LEY N° 18.813 de 23/09/2011
- LEY N° 18.381 de 7/11/08
- LEY N° 19.178 de 8/01/14
- LOSETH, H.; WENSAAS, L.; ARNTSEN, B.; HANKEN, N.; BASIRE, C.; GRAUE, K. (2011). **1000 m long gas blow-out chimneys**. Marine and Petroleum Geology, 28: 1047-1060.
- MAXWELL, S. (2011). **Hydraulic Fracture Height Growth**. Schlumberger, Canada. pp. 1-8.
- MCALLISTER, E. (2011). **Pennsylvania village fights cut in water supply**. 06/12/2011. Obtenido de: <http://uk.reuters.com/article/2011/12/06/us-cabot-drilling-idUKTRE7B52OU20111206>
- MERONI, E. (2013). **Terrenos subterráneos. Nueva frontera extractiva en Uruguay pone en riesgo al Acuífero Guaraní: el caso de los hidrocarburos no convencionales**. Tesina para obtención del título de Diplomado en Geografía. Instituto de Perfeccionamiento y Estudios Superiores (CFE - ANEP). 125 pp.
- MOLOFSKY, L. J.; CONNOR, J. A.; WYLIE, A. S.; WAGNER, T.; FARHAT, S. K. (2013). **Evaluation of Methane Sources in Groundwater in Northeastern Pennsylvania**. Groundwater, 51: 333-349.
- MONTAÑO, J.; DA ROSA, E.; CHEMAS, E.; CICALSE, H.; MONTAÑO, M.; GAGLIARDI, S. (2002). **Importancias de las Estructuras Geológicas en el modelo conceptual del Sistema Acuífero Guaraní - Área Uruguaya**. Revista de Aguas Subterráneas, 16: 149-157.
- MONTAÑO, J.; DA ROSA, E.; HERNÁNDEZ, M. (2005). **Características Hidrogeológicas del Acuífero Guaraní**. 13 pp. Montevideo.
- OLIVET, B. (2014). **Aspectos de la temática energética desde una visión ambiental**. En: Dutto, M. C. (Ed.). INFORME DE MEDIO AMBIENTE Y ENERGÍA EN URUGUAY. MVOTMA, MIEM-DNE, Caecid-España. 108 pp.
- OSBORN, S.; VENGOSH, A.; WARNER, N.; JACKSON, R. (2011). **Methane contamination**

- of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing.** Proceedings of the National Academy of Sciences USA, 108: 8172-8176.
- PALLISER, J. (2012). **Fracking Fury.** Science Scope, 35(7): 20-24.
- PETER, J.; BAISHC, S. (2011). **Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity.** Cuadrilla Resources, London. pp. 71.
- PIÑEIRO, G. (2002). **Paleofaunas del Pérmico-Eotriásico de Uruguay.** Tesis de Maestría. PEDECIBA, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay. 208 p. +28 Figs.
- PIÑEIRO, G. (2004). **Paleofaunas del Pérmico y Permo-Triásico de Uruguay. Bioestratigrafía, Paleobiogeografía y sistemática.** Universidad de la República Montevideo, Uruguay. 206 p.
- PIÑEIRO, G. (2006). **Nuevos aportes a la Paleontología del Pérmico de Uruguay.** En: Veroslavsky, G.; Ubilla, M.; Martínez, S. (Eds.), Cuencas Sedimentarias de Uruguay: Geología, Paleontología y Recursos Minerales, Paleozoico (pp. 257-279). Montevideo, DIRAC.
- PIÑEIRO, G.; UBILLA, M. (2003). **Unidades Permo-Triásicas en la Cuenca Norte: Paleontología y Ambientes.** En: Veroslavsky, G.; Ubilla, M.; Martínez, S. (Eds.), Cuencas Sedimentarias de Uruguay: Geología, Paleontología y Recursos Minerales (pp. 33-49). Montevideo, DIRAC.
- PIÑEIRO, G.; MARSICANO, C.; MOROSI, E.; GOSO, C. (2007). **Temnospondyl diversity of the Permian-Triassic Colonia Orozco Local Fauna (Buena Vista Formation) of Uruguay.** Revista Brasileira de Paleontologia, 10 (3): 169-180.
- PIÑEIRO, G.; RAMOS, A.; MARSICANO, C. (2012a). **A rhinesuchid-like temnospondyl from the Permo-Triassic of Uruguay.** Comptes rendus Palevol, 11(2012): 65-78.
- PIÑEIRO, G.; VERDE, M.; UBILLA, M.; FERIGOLO, J. (2003). **First basal synapsids ("Pelycosaurs") from the Late Permian-Early Triassic of Uruguay.** Journal of Paleontology, 77 (2): 389-392.
- PIÑEIRO, G.; RAMOS, G.; GOSO, C.; SCARABINO, F.; LAURIN, M. (2012b). **Unusual environmental conditions preserve a Permian mesosaur-bearing Konservat-Lagerstätte from Uruguay.** Acta Palaeontologica Polonica, 57 (2): 299-318.
- PIÑEIRO, G.; MOROSI, E.; RAMOS, A.; SCARABINO, F. (2012c). **Pygocephalomorph crustaceans from the Early Permian of Uruguay: constraints on taxonomy.** Revista Brasileira de Paleontologia, 15: 33-48.
- PIÑEIRO, G.; FERIGOLO, J.; RAMOS, A.; LAURIN, M. (2012 d). **Cranial morphology of the Early Permian mesosaurid *Mesosaurus tenuidens* and the evolution of temporal fenestration reassessed.** Comptes rendus Palevol, 11: 379-371.
- QUIÑONERO, J. (2013). **El Constitucional francés valida la prohibición del «fracking».** Obtenido de ABC: <http://www.abc.es/sociedad/20131011/abc-constitucional-frances-prohibicion-fracking-201310111146.html>. 11/10/2013.
- PRESIDENCIA (2012a). **Convenio de Exploración de Hidrocarburos.** 14/02/2012. Obtenido de: <http://www.presidencia.gub.uy/wps/wcm/connect/Presidencia/PortalPresidencia/Comunicacion/comunicacionNoticias/ancap-convenio-exploracion-explotacion-hidrocarburos>
- PRESIDENCIA (2012b). **ANCAP perfora pozo en Pepe Núñez.** 25/09/2012. Obtenido de: <http://www.presidencia.gub.uy/wps/wcm/connect/presidencia/portalpresidenciacomunicacion/comunicacionnoticias/muestras-de-perforacion-en-pepe-nunez-revelan-suelos-muy-ricos-en-materia-organica>.
- PRESIDENCIA (2013). **Contratos de ANCAP con empresas petroleras en el onshore de Uruguay.** 18/04/2013. Obtenido de: <http://www.presidencia.gub.uy/Comunicacion/comunicacionNoticias/ancap-suscribiria-contratos-de-exploracion-y-prospeccion-con-tres-firmas-por-us-4>
- RODRÍGUEZ, M. (1996). **El Acuífero Tacuarembó.** Almanaque del Banco de Seguros del Estado, 1: 232-237. Montevideo. Uruguay
- RUDNICK, H. (2011). **La Revolución del Shale Gas.** Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile, Chile. 50pp.
- SENDIC, R. (2012) **Entrevista.** Diario El País (Uruguay); 19/09/2012. <http://historico.elpais.com.uy/120919/pecono-664679/economia/mas-indicios-de-hidrocarburos-en-pepe-nunez/>. Consulta: 19/09/2012
- SILVA, A. (1999). **Contribución al Conocimiento de la Geología e Hidrogeología del Sistema Acuífero Termal de la Cuenca Chacoparanense Oriental Argentina.** Tesis

de Doctorado. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Buenos Aires, Argentina. 338 pp.

- SOURO, R. (1992). **Abandoned Oil and Gas Wells Become Pollution Portals**. The New York Times. 03/05/1992. Obtenido de: <http://www.nytimes.com/1992/05/03/us/abandoned-oil-and-gas-wells-become-pollution-portals.html?pagewanted=all&src=pm>
- SCHENK, C. J.; KIRSCHBAUM, M. A.; CHARPENTIER, R. R.; TROY, C.; KLETT, T. R.; GAUTIER, D. L.; POLLASTRO, R. M.; WEAVER, J. N.; BROWNFIELD, M. (2011). **Assessment of potential shale gas and shale oil resources of the Norte Basin**, Uruguay. U.S. Geological Survey Fact Sheet, 2011-3100, 2 pp.
- VEROSLAVSKY, G. (2013) **Situación actual de la exploración de los recursos energéticos de nuestro subsuelo**. Conferencia sobre minería y Desarrollo Sostenible en Uruguay. Montevideo, LATU, MIEM-MVOTMA, AUCI-ONU-PNUMA-UDELAR.
- VEROSLAVSKY, G.; FÚLFARO, V.; DE SANTA ANA, H. (2006). **El Devónico en Uruguay: estratigrafía, correlación geológica y recursos minerales**. En: Veroslavsky, G.; Ubilla, M.; Martínez, S. (Eds.), Cuencas Sedimentarias de Uruguay: Geología, Paleontología y Recursos Minerales. Paleozoico (pp. 107-129). Montevideo, DIRAC.
- VIDIC, R.; BRANTLEY, S.; VANDENBOSSCHE, J.; YOXTHEIMER, D.; ABAD, J. (2013). **Impact of Shale Gas Development on Regional Water Quality**. Science, 340 (6134):1235009