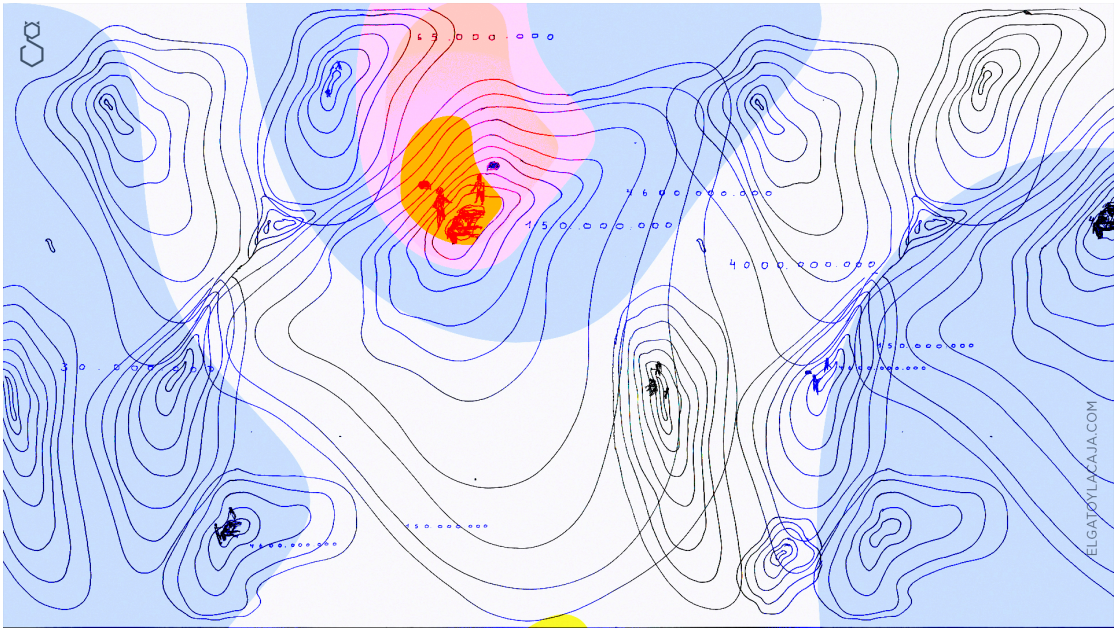


10/12/2018

Receta para hacer petróleo

TXT MARIANO REMIREZ IMG HERNÁN MENGOD

¿Qué es Vaca Muerta? ¿De dónde salió?

Una diputada dice que “Vaca Muerta puede hacer que Argentina sea potencia energética”. Una empresa anuncia desembolsos de muchos millones de dólares para el desarrollo de Vaca Muerta. Un diario anuncia que el Presidente de la Nación visitará esa tarde Vaca Muerta. Otro funcionario planea un “futuro con energía atado al desarrollo de Vaca Muerta”. Estos y otros tantos títulos similares suenan constantemente en radios, televisores y medios digitales. Vaca Muerta, una especie de animal sagrado, salvador del futuro energético del país, es motivo de al menos una noticia diaria. Pero, ¿de qué hablamos cuando hablamos de Vaca Muerta?

Empecemos por llamarla por su verdadero nombre: Formación Vaca Muerta. Según la estratigrafía (la rama de la geología que estudia cómo relacionar y agrupar las rocas entre sí, y se ocupa de ponerles nombres), llamamos 'formación' a un conjunto de rocas que tienen características composicionales y texturales similares, que se formaron por procesos geológicos distintos y que además se diferencian de las rocas de arriba y de las de abajo. O sea que, cortito y al pie, **la Formación Vaca Muerta es un conjunto de rocas que tienen características similares**.

Pero no son rocas cualquiera: se trata de rocas que se forman por procesos que ocurren en la superficie terrestre. Conocidas como sedimentarias, son muy ricas en materia orgánica y bien oscuras. De hecho, es la combinación de materia orgánica y minerales opacos diseminados la que le da el color gris oscuro a negro característico. Y es también la materia orgánica la que hace que, cuando se rompe, salga un inconfundible olor a azufre. Además, es una formación que se puede ver en distintos lugares de la superficie y subsuelo (a más de 3000 metros de profundidad) en Mendoza, Neuquén, Río Negro y La Pampa. La pregunta casi obligada entonces es: ¿de dónde salió esta cosa?

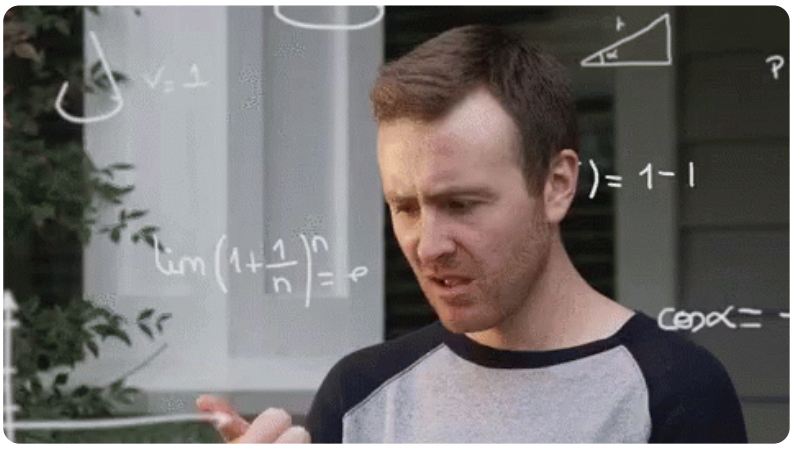
Interpretación laxa del origen de la Formación Vaca Muerta pero con menos materia orgánica. Fuente

Acompáñeme a ver esta rocosa historia

La Tierra arrancó hace unos 4600 millones de años. Las primeras formas de vida —que aparecieron casi 1000 millones de años después— produjeron cambios significativos en la composición de los mares y de la atmósfera; una de las cosas que pasó fue que la llenaron de oxígeno, lo que permitió el desarrollo de un montón de especies que vinimos después y dependemos de él.

Hace alrededor de 540 millones de años se produjo otro cambio notable: la Explosión Cámbrica, considerada como 'el *big-bang* evolutivo', en el que se desarrollaron la mayoría de los antepasados de la vida que conocemos hoy. Es decir, durante 4000 millones de años no existieron los mosquitos, los pandas ni sus megatatarabuelos. Pero en un periodo de 30 millones de años empezaron a aparecer los antecesores de lo que hoy conocemos como peces, anfibios, reptiles, plantas, insectos y mamíferos.

Después de esto comenzó lo que conocemos como el Eón Fanerozoico, que traducido significa algo así como 'vida visible'. Eón es una división del tiempo geológico. Dentro del Eón Fanerozoico están las Eras y, de todas ellas, para esta historia nos interesa particularmente la Era Mesozoica, que es la que empezó hace 250 millones de años y terminó hace 65 millones.

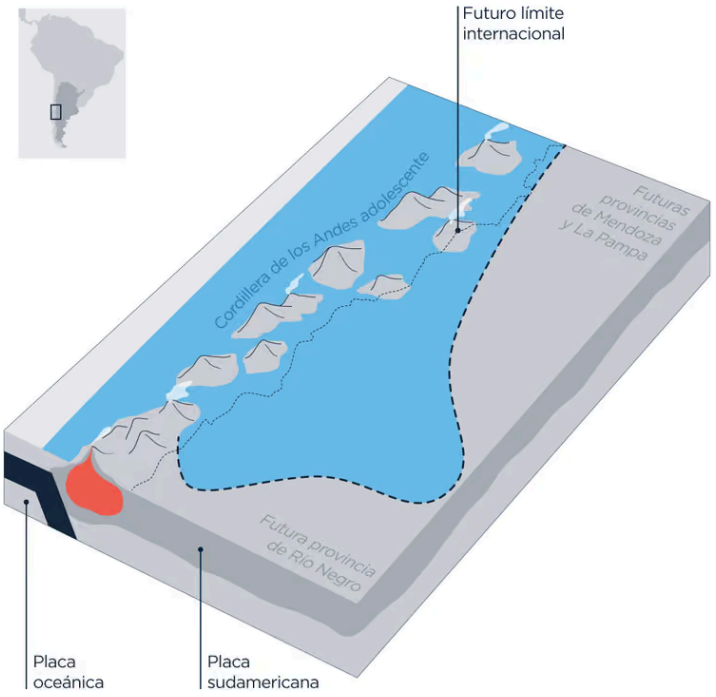


Lo bueno de intentar recordar años de eras geológicas es que lo podés googlear.

La Era Mesozoica se volvió un poco *mainstream*, en parte gracias a la inestimable colaboración del amigo Steven Spielberg, que hace unos 25 años dirigió un peliculón sobre las aventuras del Dr. Alan Grant (*reverencia*) y sus inconvenientes en la visita al *Jurassic Park*. Es que, justamente, parte de la fama de esta Era se debe a la presencia de los dinosaurios. Pero además de estos bichos

enormes (y otros no tanto), el Mesozoico se caracterizó porque ya andaban dando vueltas los primeros mamíferos, los mares estaban llenos de amonites y la famosa Pangea se empezaba a desmembrar en continentes más pequeños.

En aquellos tiempos, lo que hoy conocemos como la provincia de Neuquén y parte de Mendoza, La Pampa y Río Negro (Cuenca Neuquina), estaba cubierto por aguas provenientes del Océano Proto-Pacífico (o sea, el anterior al Pacífico). Durante el Mesozoico era bastante común que estas futuras provincias estuvieran bajo agua porque la Cordillera de los Andes no estaba completamente elevada, entonces cada vez que el nivel del mar subía, se inundaba la región. En general eran mares poco profundos, de aguas cálidas y, hace aproximadamente 150 millones de años, se veía algo así:



Argenteen.

Del Caribe Pampeano a la Formación Vaca Muerta

Las rocas se clasifican principalmente en tres tipos. Para esta historia de gas y petróleo nos importan más que nada las que se forman por erosión y ruptura de sedimentos: las adecuadamente llamadas *sedimentarias*. Esos sedimentos pueden viajar, arrastrados por ríos, vientos, glaciares, hasta que se cansan (lo que

técnicamente llamamos 'falta de energía del agente de transporte') y son depositados en una zona topográficamente más baja donde hay espacio para acumularlos: una cuenca. Dependiendo de cuánto se hayan roto las rocas previas y cuánto hayan sido transportados los sedimentos que se depositan, podrán ser más finos o más gruesos. Una vez depositados pasa tiempo, y con él una serie de procesos físico-químicos que unen los sedimentos y, *voilá*, se transforman en rocas, rocas sedimentarias. Todo muy sedimental.

Hace unos 150 millones de años la región de la Cuenca Neuquina estaba toda inundada y en el fondo de ese mar se estaban depositando los sedimentos que mucho tiempo después darían origen a lo que hoy conocemos como Formación Vaca Muerta. Las rocas sedimentarias que se forman en el fondo del mar muchas veces están acompañadas de restos de algas y organismos marinos muy pequeños (fitoplancton y zooplancton), que pueden no descomponerse inmediatamente y **se terminan preservando como materia orgánica**. Esto se debe a que a ciertas profundidades el agua circula poco y el oxígeno escasea, por lo que el ambiente se comporta como una pileta descuidada después de un largo invierno.

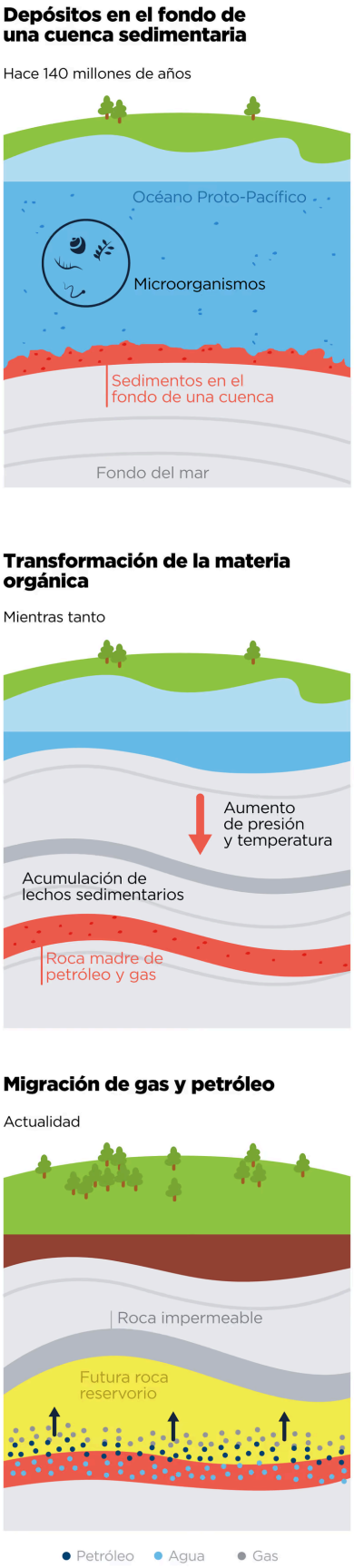
Después de algunos millones de años, el mar se retiró por donde vino y quedaron depositados más de 400 metros de espesor de rocas sedimentarias de grano fino llenas de materia orgánica. Con el paso del tiempo, se depositaron muchas otras rocas encima y la Formación Vaca Muerta quedó enterrada a más de 2500 metros de profundidad. Pero falta el paso final: ¿cómo pasamos de toneladas de algas y sedimentos a uno de los yacimientos de gas y petróleo no convencional más grandes del mundo?

Del alga al petróleo

Si pudiéramos recorrer los 6350 km que hay de viaje hasta el centro de la Tierra notaríamos que, a medida que avanzamos, la presión y la temperatura aumentan de manera constante durante los primeros 70 km de la corteza terrestre a una tasa de alrededor de 270 atmósferas y 20-30ºC por cada km (por estar cada vez más cerca del calentito centro de la Tierra, y por cada vez tener más peso encima). Es así que las rocas ricas en materia orgánica que se encuentran enterradas a varios

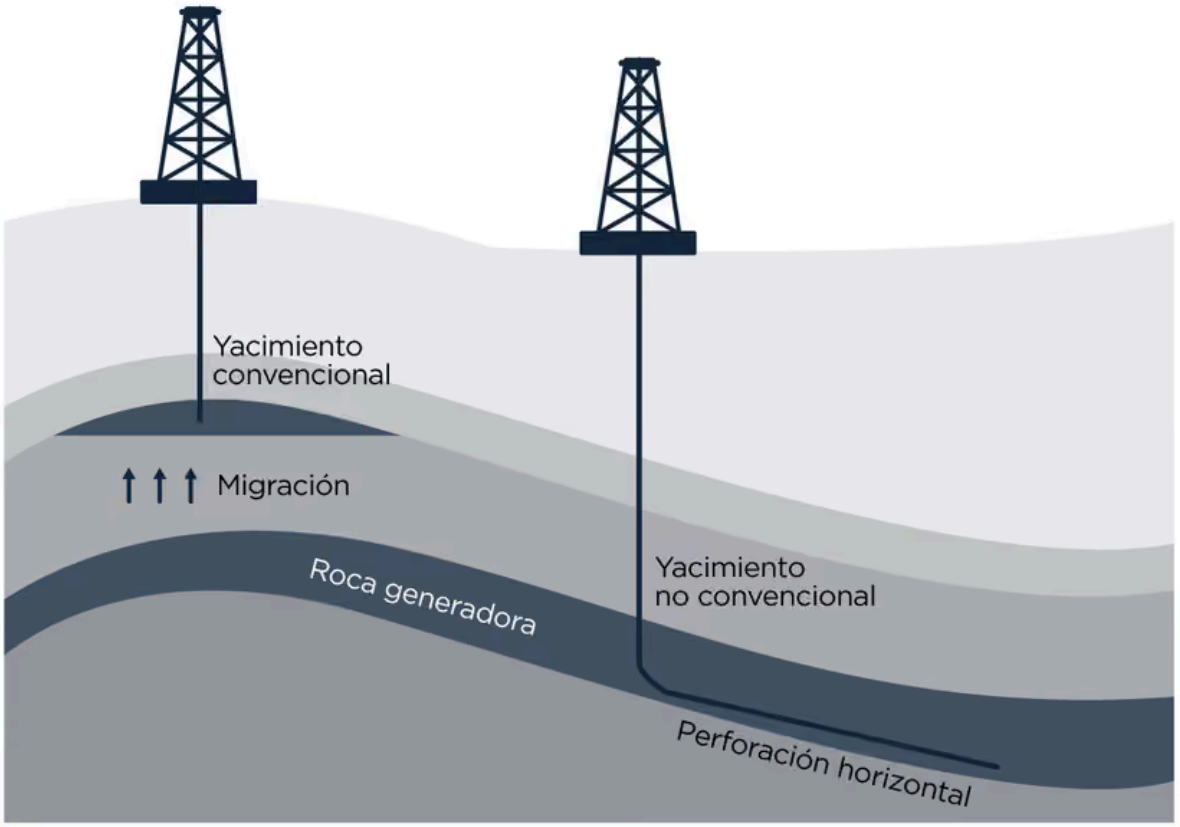
kilómetros de profundidad se cocinan en la olla a presión intraterrena **convirtiendo la materia orgánica poco a poco en hidrocarburos, como gas y petróleo**. Las rocas ricas en materia orgánica en las que ocurre la formación de los hidrocarburos se denominan roca madre (o roca generadora). Una vez formados, estos hidrocarburos se mudan (migran) desde la roca que les dio origen hacia otro tipo de roca con mayor capacidad de almacenamiento y permeabilidad: la roca reservorio.

Pero no todo es soplar y hacer petróleo. Las condiciones a las que debe ser sometida una roca rica en materia orgánica para convertirse en productora de hidrocarburos son muy precisas: se necesita una presión, temperatura y tiempo de maduración exacto para que la materia orgánica se transforme en hidrocarburos. Si no se dan estas condiciones, no se transforma o puede 'sobrecocinarse', descomponiendo el gas o el petróleo por completo (como un bizcochuelo de fitoplancton bien seco). Por esto **los mayores desarrollos exploratorios y productivos se están llevando a cabo en la zona en que el petróleo o el gas están en mejores condiciones de ser extraídos**, donde la presión y la temperatura a la que se sometió la materia orgánica estuvo en su punto óptimo.



Para que los hidrocarburos se acumulen en la roca reservorio, debe existir por encima de ella otro tipo de roca: una que sea impermeable y que impida que sigan ascendiendo. Si eso ocurre, los hidrocarburos quedan atrapados en una especie de

trampa dentro de las rocas formando un yacimiento convencional. Si no tiene esa configuración geológica, decimos que un yacimiento es 'no convencional', porque además requiere de otras técnicas para su exploración. A su vez, dentro de los 'no convencionales' hay varios tipos, según sus características geológicas (que bien daría pie para otra nota entera). Dentro de las posibilidad de 'yacimientos no convencionales', **la Formación Vaca Muerta constituye uno de tipo *shale gas* y *shale oil*** (s*hale* es el tipo de roca, que son justamente las rocas de grano fino ricas en materia orgánica y otras cosas que no vienen al caso; *oil* es por petróleo y gas... bueno, gas es por gas).



Pero entonces, ¿dónde quedó la Formación Vaca Muerta? En muchos lugares. Porque con casi toda la provincia de Neuquén, parte de Mendoza, Río Negro y La Pampa cubiertas por ese mar durante varios millones de años, en cuyo fondo se depositó la Formación, podemos imaginar que **su extensión es enorme**. En algún momento estuvo completamente cubierta por las rocas que se depositaron después, pero como la historia de la Tierra es súper dinámica, hace 45 millones de años la Cordillera de los Andes ya estaba bastante elevada y seguía elevándose aún

más, lo que **generó el levantamiento de parte de esa cubierta sedimentaria, permitiendo que hoy podamos encontrar a la Formación Vaca Muerta asomando en distintos lugares de la superficie terrestre**, como cerros, montañas, montañitas.

Ahora bien, **que toda esta combinación de factores que hacen que exista petróleo en condiciones de ser extraído se dé principalmente en la zona central de la provincia de Neuquén es lo que ha llevado a que las grandes inversiones se estén realizando allí**. De hecho, los principales proyectos están localizados en los alrededores de la ciudad de Añelo, una pequeña localidad neuquina en la que hasta hace poco todo eran peras y manzanas, y desde que pensaron en sacar petróleo de una Vaca Muerta ya muchas cosas no son lo mismo.

Mi vieja vaca ya no es lo que era. (Fuente: YPF S.A.)

Ensanchando la grieta

Los hidrocarburos fueron (y siguen siendo) el combustible del desarrollo económico y social de prácticamente todas las naciones del globo desde la Revolución Industrial, además de ser un recurso estratégico en el que todos los gobiernos y empresas ponen el ojo. Históricamente, la extracción de petróleo y gas se realizó en las rocas permeables porque ahí es más fácil de extraer. Pero el incremento sostenido en la demanda de energía en todos los sectores, junto a un escenario de escasez del oro negro en los yacimientos petroleros convencionales, sumado al poco amor (eufemismo de intereses económicos) por las fuentes de

energía renovables, empujó la búsqueda hacia el origen: a las rocas madres que aún almacenan hidrocarburos en su interior. Así, **el proceso de '*fracking*' o fractura hidráulica apareció como una de las alternativas dentro de un amplio abanico de opciones energéticas** con el objetivo de extender un poco más el tiempo de vida de un agonizante sistema energético basado en los hidrocarburos. Sin embargo, desde el comienzo de su desarrollo hace casi unos 20 años en los Estados Unidos, el '*fracking*' es producto de múltiples controversias y conflictos sociales y ambientales en varias partes del mundo.

Tal como mencionamos, las rocas madres no tienen buena permeabilidad, por lo que **es necesario fracturarlas para generar grietas por las cuales extraer el petróleo y el gas alojados en su interior.** Esas fracturas se realizan inyectando una cantidad enorme de agua a muchísima presión (algo así como 120 veces la de una garrafa) junto con arena para mantener la grieta abierta. Se estima que cada pozo de producción no convencional requiere de alrededor de 20.000 metros cúbicos de agua para el proceso de fracturado (equivalentes a ocho piscinas olímpicas). Pero debido a la enorme complejidad del asunto, se necesitan agregar 'aditivos' a la mezcla de agua y arena para evitar la proliferación de bacterias y 'ayudar' al fluido con hidrocarburos a salir del pozo. Una vez hecha la fractura, la mayor parte de la arena queda atrapada en las grietas generadas, mientras que el agua y los aditivos retornan a la superficie (*flowback)* con dos caminos posibles: ser reutilizados o, luego de ser tratados, ser inyectados en rocas porosas que los almacenen.

En nuestro país se están llevando a cabo grandes inversiones en el desarrollo petrolífero de la Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional, principalmente a través de YPF y otros socios internacionales. Es decir, se está fracturando la Formación para extraer los hidrocarburos que aún contiene. Para tener idea de la magnitud de esas inversiones, **sólo en 2017 se desembolsaron 6700 millones de dólares para la exploración y desarrollo de la Formación Vaca Muerta y el acumulado para el 2018 se estima en 8000 millones**. A su vez, YPF dedicó el 60% de sus inversiones a la exploración y explotación no convencional durante este período, lo que significó revertir la caída en la

producción de gas y petróleo en la Cuenca Neuquina que se registraba desde 2008. Hoy en día, el 11% del petróleo y el 42% del gas que produce Argentina provienen de proyectos no convencionales. Para entender lo que puede representar ese crecimiento en nuestro país —pero sin que signifique necesariamente un camino a imitar—, tomemos por caso Estados Unidos, donde casi el 70% de los pozos perforados este año fue en desarrollos no convencionales, lo que ha llevado a ese país a colocarse como el principal productor de hidrocarburos del mundo.

Pero más allá de la parte energética que se vislumbra bastante beneficiosa, aparece un contrapunto que lleva a una discusión más acalorada que el núcleo terrestre: ¿cuál es el impacto del *fracking* sobre el ambiente, la salud humana y las poblaciones cercanas a los yacimientos?

A diferencia de la extracción convencional, la producción de hidrocarburos en forma no convencional, además de fracturar las rocas, **requiere de la perforación de muchos más pozos**. Esto genera un mayor movimiento de personal y maquinaria respecto a la producción no convencional, y obviamente eso acarrea un mayor impacto sobre sobre el ecosistema de la zona. Según la legislación vigente en Neuquén, cuando un suelo se modifica por la acción humana, **las autoridades competentes deben actuar con la finalidad de recuperar y restaurar el ambiente intervenido en coordinación con los organismos competentes**. Sin embargo, son muchas las dudas que surgen en cuanto a la potencial contaminación de aguas subterráneas, uso de agua para la fractura, la posibilidad de que hubiera sismos o el tratamiento del agua del *flowback*. Esta no es específicamente una nota sobre fracking, pero ignorar esos problemas sería como ignorar un elefante en el living (mientras el paquidermo hace un pozo buscando petróleo), de modo que intentemos al menos abordar algunas cuestiones:

Por ejemplo, cuando un pozo destinado a la actividad hidrocarburífera (para producción convencional o no convencional) atraviesa un acuífero subterráneo, según la legislación neuquina el pozo se debe sellar con cemento inmediatamente para la protección del agua subterránea. Por otra parte, en el caso específico de Vaca Muerta, la distancia entre estos acuíferos (algunos cientos de metros bajo superficie) y las rocas donde se fractura (a más de 2500 m bajo superficie), reduce la

posibilidad de contaminación producto de la fractura, comparado con otros yacimientos. En un estudio bastante reciente, un grupo de trabajo del estado de Pensilvania (donde se encuentra una de las Formaciones de exploración no convencional más productivas de Estados Unidos) compiló y analizó una enorme cantidad de datos de fuentes públicas y privadas buscando algún vínculo entre la producción de gas no convencional y posibles contaminaciones o reducción de la calidad del agua subterránea. Si bien las conclusiones no son determinantes, en principio revelan que **no se registraron correlaciones directas entre la producción no convencional y la contaminación de las aguas subterráneas cuando las condiciones de los proyectos eran adecuadas.** Sin embargo, no siempre las cosas salen según lo planeado ya que existen reportes y casos de contaminación de fuentes de agua bajo ciertas circunstancias de mal manejo (como negligencia), alimentando las controversias alrededor del *fracking*. Y si bien la posibilidad de que suceda un accidente de ese tipo es baja, cuando ocurre resulta en un desastre irreversible, ya que algunas de las sustancias utilizadas como aditivos (como el benceno) son extremadamente tóxicas e imposibles de eliminar.

El elevado consumo de agua es también es un debate candente. Dijimos que en promedio se usan 20.000 metros cúbicos de agua para generar las fracturas y extraer los hidrocarburos, y que ese valor puede variar según características propias del pozo, como la longitud, el diámetro, el tipo de hidrocarburo, la geología de la región, etc. En nuestro caso, el agua para fracturar se extrae exclusivamente de cursos superficiales en la provincia de Neuquén (o sea lagos y ríos) porque está prohibido utilizar agua subterránea con capacidad para irrigación o consumo humano. Ese volumen puede resultar mucho o poco según las características de la región donde se estén desarrollando las fracturas: el caudal del curso de agua, los ecosistemas que de él dependen, los asentamientos humanos que utilicen el río y hasta las actividades económicas que necesitan del recurso hídrico para ser llevadas a cabo (como la agricultura). Por ejemplo, en un estado *fracking-friendly* como lo es Texas, si bien el uso de agua para fracturas no llegaba al 1% del uso total en ese estado, **la extracción de agua para el fracking aumentó en un 800% en una**

zona muy árida donde el recurso escasea, causando estrés hídrico en la región y grandes controversias sobre la sostenibilidad de los proyectos.

Otro de los puntos álgidos en la discusión es la posibilidad de generación de sismos producto de la fractura hidráulica. Es cierto que en Estados Unidos se ha registrado un incremento en la actividad sísmica asociada a la extracción no convencional de hidrocarburos, pero **siempre en valores lo suficientemente bajos como para no ser considerados un riesgo**. Es decir, la enorme mayoría de los temblores son microsismos y están, en general, por debajo de 2 en la Escala de Richter. Existen otras actividades humanas de mayor desarrollo temporal que generan microsismicidad y han logrado generarse mecanismos de prevención de problemas más graves. Por ejemplo, en Suiza se monitorean los temblores inducidos por la actividad termal y cuando se detectan sismicidades por encima de 3 de la Escala de Richter, se interrumpe inmediatamente la actividad. Es decir que **existe un riesgo de generar temblores y terremotos asociado al *fracking*, por eso para tener las cosas mucho más claras y controladas siempre es importante monitorear y saber cuándo hay que frenar**.

Estas son sólo algunas de las cuestiones que vuelven al *fracking* un tema controversial. Porque **las consecuencias reales de esta práctica a largo plazo son aún impredecibles y hay muchas incertezas.** Todo esto sin meternos en temas aún más escabrosos como el contexto geopolítico, los potenciales perjuicios al ecosistema (incluyendo salud humana) asociados y los intereses de las grandes potencias en estos yacimientos, o el hecho de que **necesitamos abandonar el uso de combustibles fósiles si queremos dejar de calentar el planeta** como si fuese un pochoclo a punto de explotar en la sartén.

En Argentina prácticamente no hay estudios científicos asociados a los posibles impactos del *fracking* y no por casualidad: aún **la etapa de desarrollo a gran escala está en proceso**, comparada con, por ejemplo, Estados Unidos. Es decir, aún nos falta estudiar un poco más para saber cual es el potencial riesgo que generarían este tipo de extracciones. Si bien la falta de información puede ser un problema, los antecedentes de ésta práctica en otras geografías nos dejan una experiencia para observar, y sobre todo aprender: **si queremos tener una**

conclusión sólida acerca de la relación costo/beneficio de esta práctica, las empresas y los estados nacional y provinciales deben llevar adelante un detallado, transparente y responsable monitoreo y control que permitan evaluar el impacto de esta y de cualquier otra práctica potencialmente dañina para el ambiente y/o la sociedad en su conjunto.

La Formación Vaca Muerta es considerada la segunda reserva de gas no convencional más grande del mundo y la cuarta de petróleo. Pero no es la única del país. Hay otras seis cuencas petroleras desde (casi) Ushuaia hasta (casi) La Quiaca. En todas hay, obviamente, rocas madre, generadoras de hidrocarburos, que pueden tener aún petróleo por extraer. Para confirmarlo, habrá que hacer muchos estudios sobre la calidad de esos petróleos, el estado de preservación, su potencial extracción y la rentabilidad de extraerlo (porque por la plata baila el mono y toman decisiones de negocios los CEOs). Así, en algunos años es posible que estemos hablando de la Formación Agrio, también en Neuquén, o de la Formación Los Monos en la provincia de Salta.

Claro que el hecho de que existan no significa necesariamente que puedan ser explotadas. Como dijimos, se necesitan muchos estudios, análisis, e investigaciones. Porque la receta para hacer petróleo no se acaba con formar un planeta, generar vida y someterla a mucha presión durante millones de años. Además hay que tirarle encima ciencia, de esa que viene acompañada con inversiones y un Estado que hace, mide, aprende y vuelve a hacer.

Referencias

Benedetto, J. L., 2018. El continente de Gondwana a través del tiempo. Academia Nac ional de Ciencias. Córdoba.

Brantley, S. L., Vidic, R. D., Brasier, K., Yoxtheimer, D., Pollak, J., Wilderman, C., Wen, T., 2018. Engaging over data on fracking and water quality. Science, Volumen 359 (63 74): 395-397.

Códega, D., Rebasa, N., Weber, G., Garza, L., Cabo, G., 2015. Evaluación y predicción de erosión en tubería de producción, en el proceso de fractura hidráulica. Revista P

etrotecnia. Volumen Febrero.

Ellsworth, W. L., 2013. Injection-Induced Earthquakes. Science, Volumen 341 (6142).

Gregory, K. B., Vidic, R. D., Dzombak, D. A., 2011. Water management challenges ass ociated with the production of shale gas by hydraulic fracturing. Elements 7(3), 181-186.

Howell, J.A., Schwarz, E., Spalletti, L.A., Veiga, G.D., 2005. The Neuquen Basin: an ov erview. In: Veiga, G.D., Spalletti, L.A., Howell, J.A., Schwarz, E. (Eds.), The Neuquen B asin, Argentina: a Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics. Geologi cal Society, London, U.K, 1-14. Special Publications 252.

Jackson, R., Vengosh, A., Carey, W., Davies, R., Darrah, T., O´Sullivan F., Gabrielle, P., 2014. The environmental costs and benefits of Fracking. Annual Review of Environ ment and Resources 39, 327-362.

Leanza, H . A., Sattler, F., Martinez, R. S., Carbone, O., 2011. La Formación Vaca Muer ta y equivalentes (Jurásico Tardío-Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J. C., Vallés, J. (Eds): Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: 113-129. Neuquén.

Legarreta, L., Villar, H. J., 2011. Geological and geochemical keys of the potential sha les resources, Argentina Basins. AAPG Geoscience Technology Workshop, Unconven tional Resources: Basics, Challenges, and Opportunities for New Frontier Plays.

Lopez Anadón, E., Casalotti, V., Masarik, G., Halperin, F., 2013. El abecé de los hidroc arburos en reservorios no convencionales. 1a edición. Instituto Argentino del Petról eo y del Gas. Buenos Aires.

Nicot, J., Scanlon, B., 2012. Water use for shale-gas production in Texas, U.S. Environ mental Science and Technology 46, 3580-3586.

Whitmarsh, L., Nash, N., Upham, P., Lloyd, A., Verdon, J., Kendall, J., 2015. UK public perceptions of shale gas hydraulic fracturing: the role of audience, message and con textual factors on risk perceptions and policy support. Applied Energy 160, 419-430.

Sumate en
eglc.ar/bancar