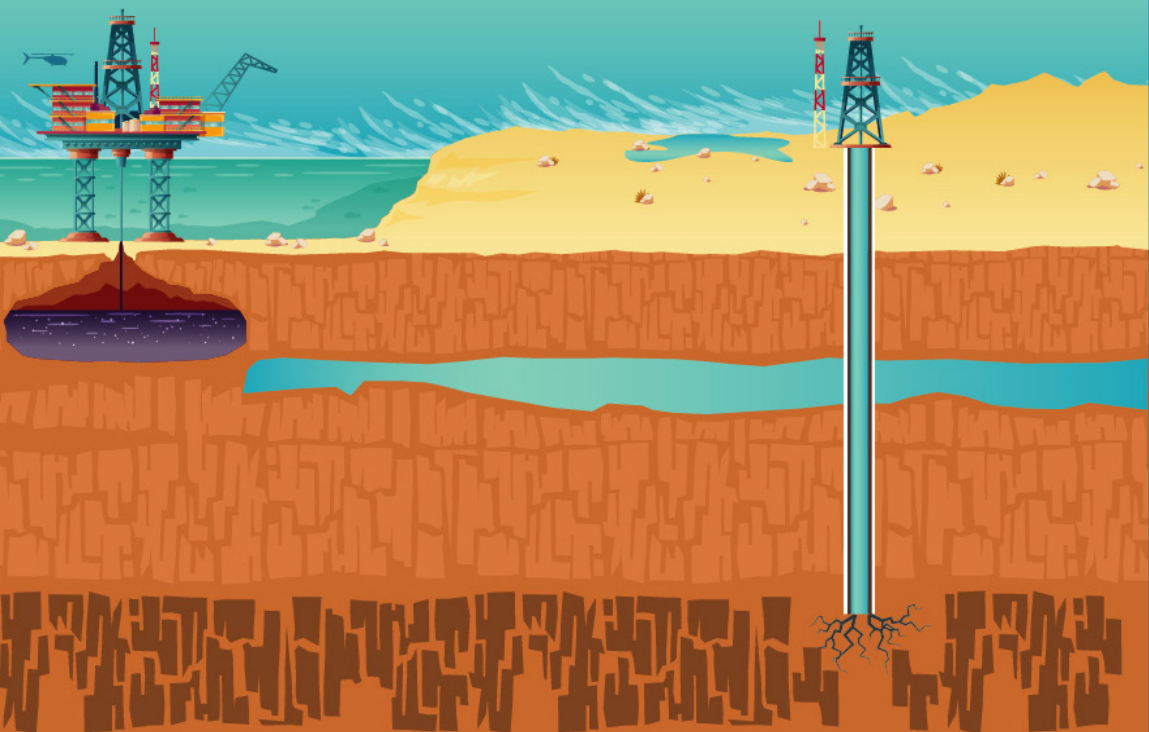


Fracking o no Fracking...

Esa es la cuestión

AMYLKAR D. ACOSTA MEDINA



**FRACKING
O NO
FRACKING
ESA ES LA
CUESTIÓN**

Amylkar D. Acosta Medina
Miembro de Número de la ACCE
Bogotá, septiembre de 2018

FRACKING O NO FRACKING, ESA ES LA CUESTIÓN

Amylkar D. Acosta Medina

www.amylkaracosta.net

Primera edición

Autor: Amylkar D. Acosta Medina

Diagramación, Diseño y Portada: Marcela García Rodríguez

Impresión: Litografía Impregon S.A.

ISBN XXXXXXXXXXXXXXX

Impreso en Colombia

Printed in Colombia

Bogotá, 01 de octubre de 2018

Todos los derechos reservados.

Este libro no podrá ser reproducido, ni total ni parcialmente
sin el permiso escrito del autor

“La seguridad energética, la economía, el medioambiente, el cambio climático y la seguridad nacional están todos interconectados y tenemos que verlos en perspectiva horizontal”

Mike Froman

TABLA DE CONTENIDO

Exordio

La dependencia del petróleo

La caída de las reservas

La transformación productiva

La transición energética

La nueva frontera

El fracking como opción

El marco normativo

El Principio de Precaución

Agua o petróleo: una falsa disyuntiva

El camino es el diálogo y la concertación

EXORDIO

El debate en torno al uso en Colombia de la tecnología del fracking para la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales está servido. El asunto no es de poca monta, por un lado el país está urgido de reponer y ampliar sus precarias reservas de crudo, que vienen cayendo peligrosamente, poniendo en riesgo el autoabastecimiento del país y la *seguridad energética* que toca con la *soberanía nacional*. Está en juego, además, la principal fuente de ingresos de divisas y de recursos para financiar la inversión del Gobierno central y de las entidades territoriales. La otra cara de la moneda tiene que ver con el impacto que puede llegar a tener el fracking en el medioambiente, particularmente en la calidad y disponibilidad del recurso agua.

Quienes cuestionan el uso del fracking han encontrado eco en el Congreso de la República, en donde se han presentado varios proyectos de ley, dos que proponen *prohibirlo* (Proyectos de ley 58 y 71 de 2018 Senado) y otro plantea *la moratoria* (Proyecto de ley 115 Senado). Concomitantemente se demandó ante el *Consejo de Estado*

la nulidad del Decreto 3004 de 2013 de la Presidencia de la República y la Resolución 90341 del MME. Enhorabuena el Congreso de la República ha venido promoviendo audiencias con amplia participación de todas las partes (empresas, comunidades, líderes ambientalistas, expertos y académicos) a lo largo y ancho del país, antes de darle trámite a estas iniciativas parlamentarias.

Con este texto queremos contribuir a este debate, que reviste un carácter eminentemente técnico pero con sus aristas sociales y ambientales, el cual, para su mejor suceso se debe hacer con los pies bien puestos en la realidad nacional, alejado de abstracciones que no son conducentes. Por ello, me he esmerado en ponerlo en contexto, alejado de conjeturas y especulaciones que lo enturbian y enrarecen. No se trata de tomar partido por el *desarrollo* o por el *Medioambiente*, dado que no son excluyentes, de lo que se trata es de cumplir con el precepto constitucional del *desarrollo sostenible* compatibilizándolos. Y para que ello sea posible hay que consultar las circunstancias de tiempo, modo y lugar en las que se adelantan los proyectos. Digamos con Ortega y Gasset, “yo soy yo y mis circunstancias, si no las salvo a ellas tampoco me salvo yo”.

Consideramos que la argumentación y la discusión no deben tener por objetivo *abatir* al contradictor sino el *debatir* ideas con ideas, sin dogmatismos ni sectarismos estériles. Bien dijo el gran economista John Maynard Keynes, que “*el valor social de la crítica consiste en prevenir errores y no en predecir desastres*”. Este debate, además de desapasionado, debe ser transparente por todas las partes contendientes, en el entendido que **nadie tiene la verdad**

revelada, la verdad absoluta. Más bien, atengámonos a la sentencia del pensador Karl Popper: “yo puedo estar equivocado, tú puedes estar en lo cierto y, haciendo un esfuerzo, *juntos podemos acercarnos un poco más a la verdad*”. Y de ello se trata.

LA DEPENDENCIA DEL PETRÓLEO

En el 2018 se cumplieron 100 años de la industria del petróleo en Colombia y 70 años de **ECOPETROL**, la principal empresa del Estado¹. Pese a esta larga trayectoria, Colombia sigue siendo un importante productor de hidrocarburos *pero no se puede considerar como país petrolero*, debido tanto a la precariedad de sus reservas probadas de las cuales dispone como por sus volúmenes de producción. No obstante, la economía colombiana, para bien y para mal, tiene una enorme dependencia con respecto al mismo y la dinámica de su crecimiento está al vaivén del comportamiento de los precios internacionales del crudo, que son volátiles y más parece una montaña rusa. No obstante, del petróleo podemos decir **que es mejor tenerlo y no necesitarlo, que necesitarlo y no tenerlo** y como veremos sí que lo necesitamos!

Venimos de un largo ciclo de precios altos de todos los commodities, que perduró casi una década (2003 – 2012), el del petróleo se prolongó hasta junio 16 de 2014, fecha esta que marca su punto de inflexión cuando alcanzó su

1. Amylkar D. Acosta M. El centenario de la industria petrolera. Abril, 26 de 2018

pico de US \$107.95 el barril de petróleo de 42 galones de la referencia WTI y US \$115.19 de la referencia BRENT. Desde entonces los precios se vinieron abajo, a tal punto que a finales de enero de 2016 los precios bordearon los US \$24 el barril, para luego repuntar hasta alcanzar un año después precios por encima de los US \$52 el barril, para un incremento de más del 100%.

Y desde entonces los precios del petróleo han observado un alza sostenida, al punto que después de haber registrado una cotización, en promedio de US \$52 el barril en 2016 y US \$54 en 2017, en este momento oscila alrededor de los US \$80 el barril y es muy probable que cierre el año con un precio promedio superior a los US \$70. Pero nadie está capacidad de vaticinar el curso que tomarán los precios en los próximos años, ahora que se vislumbra el fin la era del petróleo por cuenta de *la Transición energética* hacia las energías renovables y limpias².

Este comportamiento de los precios se refleja fielmente en el desempeño de las distintas variables de la economía nacional. Durante la década del boom de los precios del petróleo el crecimiento del PIB llegó a superar el *crecimiento potencial* de la economía (4.5%), para luego, cuando se descolgaron, *no sólo se desaceleró el crecimiento del PIB, sino que hasta el crecimiento potencial se vino a pique y perdió un punto porcentual, situándose en el 3.5%*. Después de alcanzar un crecimiento del PIB de 6.6% en 2011, bajó al 4% en 2012, luego tuvo un ligero repunte en 2012, 2013 y 2014 con un crecimiento del 4%, 4.3% y 4.6%, respectivamente, para luego sumirse en un prolongado

2. Amylkar D. Acosta M. Balance y perspectivas de la industria extractiva. Enero, 3 de 2018

letargo que le significó la economía crecimientos mediocres en los últimos tres años, de 3.1% en 2015, 2% en 2016 y 1.8% en 2017, *el más bajo en lo que va del siglo después de 2001 (1.5%) y 2009 (0.8%)*. Huelga decir que *cada punto de crecimiento o decrecimiento del PIB se cifra en \$2 billones en moneda corriente*.

Por su parte las exportaciones llegaron a su culmen en el 2014 con US \$57.900 millones insufladas por el renglón del petróleo y sus altos precios, para luego desinflarse hasta caer un 61%, *registrando sólo US \$35.600 millones en 2017, de los cuales el 32.8% corresponden a las exportaciones petroleras*. Y ello a pesar de los mejores precios del crudo, repercutiendo también en el saldo negativo de la *Balanza comercial*, que pasó de un *déficit* de US \$3.800 millones en 2014, pasando por uno más abultado de US \$15.900 millones en 2015, otro de US \$12.000 en 2016, hasta cerrar el año anterior en US \$9.300 millones.

Ello obedece al peso específico de los hidrocarburos en el PIB, dado que ha llegado a representar hasta el 8% y en el sector externo, el 55% de la totalidad de las exportaciones. Con la destorcida de los precios, además del crecimiento de la economía y las exportaciones, *también se vieron afectados los ingresos del Estado, tanto los del Gobierno central como los de las entidades territoriales*. Tanto más en cuanto que *el impacto se dio por partida doble, dado que a la caída de precios se vino a sumar la caída en la producción³*, la cual, después de haber *alcanzado el millón de barriles diarios en 2013*, a partir del 2014, cuando en promedio la producción diaria fue de 988.100 y 2015, cuando superó ligeramente el millón de

3. Amylkar D. Acosta M. En el atolladero. Mayo, 26 de 2017

barriles nuevamente, con una producción promedio al día de 1'005.400 barriles, *la misma ha venido decayendo año a año, hasta alcanzar a duras penas los 885.000 barriles en 2016 y 854.121 millones en 2017.*

Colombia fue de los pocos países en América Latina que no supo o no quiso corregir sus *déficits gemelos* (déficit fiscal y déficit de la *Cuenta corriente* de su *Balanza de pagos*)⁴ y cuando sobreviene el que yo he denominado *el cuarto menguante del boom petrolero* nos sorprende con una economía lastrada por el contagio de la *enfermedad holandesa* y un *déficit fiscal crónico*⁵. A este respecto considero pertinente traer a colación lo acaecido con el *Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP)*, creado mediante la *Ley 209 de 1995*, con el propósito de *ahorrar en la época de las vacas gordas, en previsión del advenimiento de la de las vacas flacas*, al igual que lo hizo Chile con su *Fondo de Estabilización del Cobre*, siguiendo la moraleja de la fábula de la hormiga y la cigarra de Félix María Samaniego.

Nos lo recuerda el ex ministro de Hacienda y nuevo Ministro de esa misma cartera Alberto Carrasquilla, “en septiembre de 2002, *tras seis años de las vacas flacas de la historia reciente*, el *FAEP* había subido a 1.6% del PIB, su máximo nivel histórico...*Entre septiembre de 2002 y diciembre de 2009, finalmente, época de vacas gordas, el FAEP cayó en 1.2 puntos del PIB*”⁶, es decir, se esfumaron esos recursos, se los ferieron *en la época de las vacas gordas*, por eso cuando desde mediados de 2014 se dio la

4. Amylkar D. Acosta M. Los déficit gemelos. Enero, 6 de 2008/Febrero, 7 de 2016

5. Amylkar D. Acosta M. La encrucijada fiscal. Abril, 8 de 2018

6. El Espectador. Septiembre, 6 de 2010

destorcida de los precios y sobrevino la época de las *vacas flacas*, empezamos a saltar matones. El *FAEP*, a diferencia del *Fondo de Estabilización del Cobre*, entonces, tuvo un mal fin, porque, *como la holgazana cigarra, el Gobierno se dedicó alegremente en el verano y como “nunca conoció el daño, nunca supo temerlo”*. Mal precedente este.

Bien dijo Buffet el acaudalado inversionista y filántropo Warren Buffet que “sólo cuando baja la marea se sabe quien estaba nadando desnudo” y este es el caso de Colombia. Con el doble golpe infligido a las finanzas públicas del desplome de los precios y el freno de mano de la producción la sostenibilidad fiscal queda seriamente comprometida. Y no es para menos, pues la renta petrolera pasó de representar el 23.8% de los ingresos corrientes de la Nación en 2013 (\$23.6 billones) a un ínfimo 0.8% en 2016 (\$3.3 billones), cuando, gracias al *efecto rebote*, sube penosamente al 2.8% en 2017 y se aspira al 6% en 2018. Según la *Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)*, entre el 2007 y el 2016 los ingresos del Estado por concepto de la renta petrolera ascendieron a los \$198 billones (¡). Pero, también se han visto menguados los ingresos de las regiones, al afectar los recursos provenientes de las regalías, que entre 2009 y agosto de 2018 se aproximaron a los \$60 billones, las cuales se han constituido en la principal fuente de financiación de sus proyectos de inversión (48.2%) a través del *Sistema General de Regalías (SGR)*. El monto de las regalías pasaron de los \$17.7 billones en el bienio 2013 – 2014 a los \$11.7 billones en el bienio 2017 – 2018.

Reconforta saber que, merced a las mejores proyecciones de ingresos debido a los mejores precios, el Presupuesto

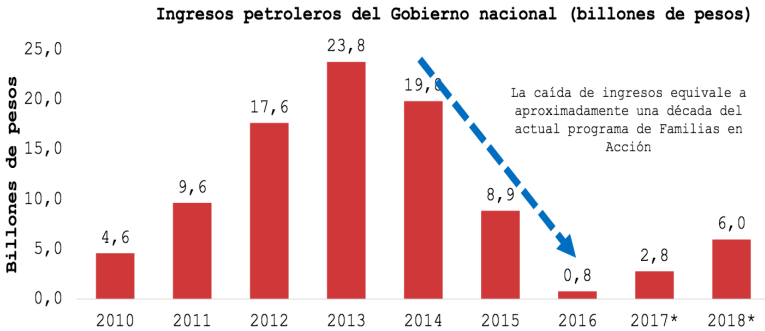
bienal 2019 – 2020 del *SGR* se reajustará en un 58% con respecto al del 2017 – 2018, elevándose hasta los \$18.5 billones. También serán un alivio para las finanzas del Gobierno Central, habida cuenta de los mayores ingresos que le reportarán los mayores precios, que ya rondan los US \$80 el barril y podrían cerrar el año por encima de los US \$90. Recordemos que por cada dólar que sube el precio del crudo le significa ingresos *adicional* al fisco de \$375.000 millones, aproximadamente, de tal suerte que se proyectan mayores ingresos del orden de los \$3 billones el año entrante por este concepto.

No obstante, hay que precaverse de no caer en la trampa de hacer las cuentas de *La lechera de Samaniego*, que nos enseñó la vanidad de girar sobre el futuro cuando ni el presente está seguro. No hay que olvidar que, como dice el adagio popular, lo que por agua viene por agua se va, así como en esta coyuntura de altos precios confluyen varios factores que los mantienen al alza, empezando por la decisión de la OPEP + Rusia de restringir la oferta de crudo, pasando por las sanciones de EEUU a Irán, la inestabilidad política en Libia y, para rematar, el desplome del 50% de la producción de Venezuela con respecto al 2015, en cualquier momento se pueden revertir.

Las afugias fiscales no paran, el año anterior, a pesar de los recortes presupuestales y de los “aplazamientos” de gasto, el déficit fiscal del Gobierno Nacional fue de 3.6% y se buscará a todo trance por parte del actual Gobierno, que preside Iván Duque, cerrar este año en el 2.7% y el entrante en el 1%, para poder cumplir con la Regla fiscal⁷. En fin, el

7. Ley 1473 de 2011

petróleo le ha servido al país de *salvaavidas* y *mientras no tengamos otro recurso de su importancia que ocupe su lugar, hay que seguir estimulando la exploración y explotación del mismo!*



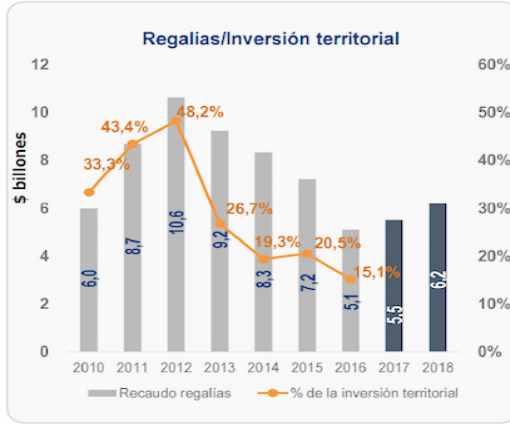
Fuente: Ministerio de Hacienda y CNP. *Cifras proyectadas.

Fuente Ministerio de Hacienda y Crédito Público

Balance fiscal del GNC

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Ingresos totales | 16.7 | 16.1 | 14.9 | 14.2 | 14.0 | 13.3 | 13.2 |
| Renta petrolera | 2.6 | 1.2 | 0.1 | 0.0 | 0.1 | 0.2 | 0.3 |
| Tributarios no petroleros | 13.1 | 13.8 | 13.9 | 13.6 | 13.3 | 12.4 | 12.3 |
| Otros ingresos* | 0.9 | 1.2 | 0.8 | 0.6 | 0.6 | 0.7 | 0.6 |
| Gastos totales | 19.1 | 19.1 | 18.9 | 19.2 | 18.9 | 18.6 | 18.7 |
| Inversión | 3.0 | 2.7 | 1.9 | 1.8 | 1.8 | 1.9 | 1.9 |
| Intereses | 2.2 | 2.6 | 3.0 | 3.1 | 3.3 | 3.4 | 3.6 |
| Funcionamiento | 13.9 | 13.8 | 14.0 | 14.3 | 13.8 | 13.3 | 13.3 |
| Déficit total | 2.4 | 3.0 | 4.0 | 5.0 | 4.9 | 5.3 | 5.5 |
| Deficit estructural Regla Fiscal | 2.3 | 2.2 | 2.1 | 2.0 | 1.9 | 1.6 | 1.4 |

Fuente Ministerio de Hacienda y Crédito Público - Fedesarrollo



Actualmente se tramita en el Congreso de la República el Proyecto de Presupuesto para la vigencia de 2019 y su monto se determinó por parte del mismo en la suma de \$258.9 billones. Pero esta cifra está sustentada en la proyección de ingresos al fisco el próximo año, en donde el sector de los hidrocarburos está llamado a contribuir sustancialmente, sobre todo ahora que los precios del crudo están al alza. Según el Plan financiero del 2018 se espera que para este año la producción de petróleo sea del orden de los 844.000 barriles/día en promedio y para el año entrante de 872.000 barriles/día. Pero, para que esta expectativa se cumpla y se pueda sostener hacia el futuro es menester detener la caída de las reservas probadas con las que se cuenta. Concluamos este acápite diciendo que **peor que la dependencia del petróleo sería terminar dependiendo de las importaciones del mismo.**

LA CAÍDA DE LAS RESERVAS

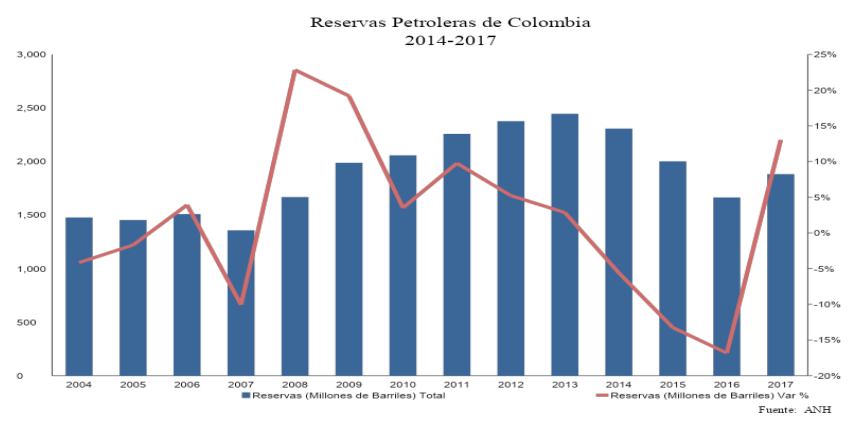
Asaz difícil va a resultar para el Gobierno alcanzar y, sobre todo, garantizar un plateau mayor de los 840.000 barriles/día, pues para lograrlo se le interponen en el camino tanto *la conflictividad social*, traducida en bloqueos, protestas y consultas populares contrarias a la actividad extractiva⁸, como *la caída persistente de las reservas probadas de crudo*⁹. Entre 1992 y 2002 las reservas

probadas de petróleo de Colombia en esa década pasaron de 3.232 millones de barriles a 1.632 millones, para una relación de reservas/producción (R/P) de 7 años. Diez años después, en 2012, subieron a 2.377 millones de barriles, pero bajó la relación R/P a 6.9 años. Y, más recientemente, según reveló la *Agencia Nacional de Hidrocarburos* (ANH) en el año 2016 las reservas bajaron un 17% con respecto al año anterior que, una vez más, cayeron 17%, esta vez

8. Amylkar D. Acosta. Los retos de ECOPELROL. Junio, 9 de 2017/De las consultas populares. Julio, 15 de 2017

9. Amylkar D. Acosta M. La caída de las reservas. Mayo, 21 de 2017/A detener la caída. Septiembre, 23 de 2017

para estacionarse por debajo de la barrera psicológica de los 2.000 millones, en 1.665 millones de barriles y ya el horizonte de autoabastecimiento (coeficiente reservas/producción) se redujo a sólo 5.1 años. Por fortuna el año anterior subieron levemente hasta los 1.882 millones de barriles y la R/P a 5.7 años.



Pero, no hay que llamarse a engaños, ya que 5.7 años es un horizonte muy limitado de autoabastecimiento, el fantasma de la importación de crudo para cargar nuestras refinerías se sigue asomando. Además, bueno es aclarar que, en parte las mayores reservas de las que da cuenta la ANH obedecen a un reaforo de las mismas en respuesta al alza de precios del crudo. Me explico, el volumen de las reservas *probadas* está en función del *precio*, ya que este determina la comercialidad de las reservas que se encuentran en el campo en explotación. *A mayor precio y menor costo de extracción tendremos mayores reservas y viceversa.* Así como el precio WTI de referencia para el cálculo de las reservas en 2015 fue de US \$50.28 el barril y en 2016 US \$42.75, 15% menor. Está claramente

establecido que *el efecto – precio* fue el que más pesó

sobre la caída de las reservas probadas en 2016 con respecto al 2015, *aproximadamente en 202 millones de barriles*. Como lo afirma el Presidente de ECOPETROL, debido a la caída de los precios “tuvimos que sacar de los libros (des bookear) un gran volumen de reservas”¹⁰. Así de claro.

El índice de reemplazo de reservas, *si excluimos el efecto – precio fue del 79%*; en cambio, si se incluye el efecto – precio, *el índice de reemplazo baja dramáticamente en – 7%*. El *efecto – precio* sobre las reservas se ha visto acentuado por cuenta de la baja actividad exploratoria, desalentada tanto por los bajos precios como por el entorno adverso que está enfrentando la industria petrolera en Colombia. Análogamente, en el 2017, gracias al *precio promedio del barril de crudo de US \$65, 137 millones* de los 429 millones de barriles *adicionales* se incorporaron a las *reservas probadas*. 244 millones de barriles más corresponden a *recobro mejorado* y sólo 48 millones a *nuevos hallazgos*. A lo que *no nos podemos exponer es a perder la autosuficiencia, no nos podemos cruzarnos de brazo y resignarnos a esa fatalidad*.

LA TRANSFORMACIÓN PRODUCTIVA

Hacemos una digresión para referirnos a la nociva e inconveniente reprimarización de la economía colombiana¹¹, en detrimento de la industria y del sector agropecuario, afectados por lo demás por la contagiosa enfermedad holandesa que trajo consigo el boom minero – energético. A ello contribuyó y de qué manera, la

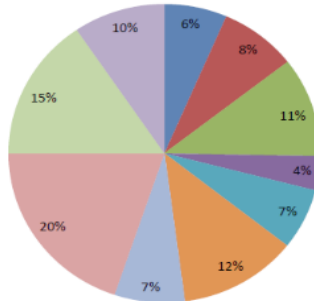
10. Memorias Expo Oil & Gas 2017.

11. Amylkar D. Acosta M. La trampa de la reprimarización. Septiembre, 18 de 2011

revaluación del peso frente al dólar, la cual fue la constante desde 2003 hasta el 2010. Lo mismo ocurrió en el resto de América Latina, razón por la cual en un pronunciamiento de la Secretaria ejecutiva de la CEPAL Alicia Bárcenas advirtió que “nos convertimos en exportadores de materias primas, volvimos a esquemas que creíamos superados... **Así nos será muy difícil dar sostenibilidad a nuestro crecimiento**”¹². Se refiere al que se ha dado en llamar Modelo extractivista.

Las cifras hablan por sí solas: al cierre del 2010 la participación en el PIB de la minería se igualó con la del sector agropecuario (7%), después que aquél participaba con sólo el 2% y este último llegó a representar el 22% en la década de los 70 y 21% durante el período 1985 – 1995; entre tanto, la industria que participaba en el PIB con el 24% bajó de manera intermitente hasta el 11% en el cual está anclada actualmente. Con las exportaciones ha ocurrido otro tanto, las **exportaciones tradicionales**, que son básicamente las de **productos primarios**, pasaron de representar el 47.4% de los US \$29.991 millones que se exportaron en 2007 al 63.7% al cierre de 2010. Y lógicamente lo que ganan las exportaciones tradicionales lo pierden las no tradicionales, las cuales perdieron 22 puntos porcentuales de participación en las exportaciones totales entre 2007 y junio de 2011.

12. El Tiempo. Enero, 29 de 2012



Es una verdad de a puño que a Colombia no le conviene para nada seguir manteniendo la excesiva dependencia con respecto de los hidrocarburos y para ello se impone la necesidad de un cambio de *modelo económico, reprimarizado*, por otro que se enfoque hacia *la transformación y diversificación productiva* y de paso lograr *la diversificación de la canasta exportadora, así como el destino de nuestras exportaciones*. Pero ello implica un proceso serio y continuado, pues dicho objetivo no se va a alcanzar de la noche a la mañana, pero tampoco se va a dar por generación espontánea. Como bien dijo el Foro Económico Mundial (FEM) “Colombia hace parte del grupo de países que *debe capitalizar su amplia disponibilidad de recursos* Colombia hace parte del grupo de países que *debe capitalizar su amplia disponibilidad de recursos energéticos para que, de manera sostenible, pueda maximizar los retornos de la industria y apoyar una mayor diversificación de la economía*”¹³.

13. Portafolio. Abril, 23 de 2012

Esta es una asignatura que tenemos pendiente, porque no se ha hecho, a sabiendas de que, como lo afirma el experto Manuel José Cárdenas, que “apoyarse en factores tan estáticos como los recursos naturales, puede ser *una buena manera de comenzar pero una mala manera de continuar*”¹⁴. Porque, “no hay que olvidar que este boom es pasajero. Tarde o temprano los precios de estos productos volverán a sus niveles normales”¹⁵, pues su comportamiento es cíclico. De allí la admonición del gran pensador venezolano Arturo Uslar Pietri: “es menester sacar la mayor renta de las minas *para invertirla totalmente en ayudas, facilidades y estímulos a la agricultura, la cría y las industrias nacionales*”¹⁶. Y esto, *justamente, es lo que hemos debido hacer en Colombia y no lo hemos hecho.*

14 Portafolio. Agosto, 17 de 2004

15 Portafolio. Septiembre, 12 de 2011

16 Ahora. Diario de Caracas. Sembrar el petróleo. Julio, 14 de 1936 (!)

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Lo propio podemos decir con respecto a la *Transición energética*, que ya se nos vino encima. Es un hecho que *las energías de origen fósil tienen sus días contados*. El mundo entero tiende a reemplazarlas por las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCR) y *Colombia no puede sustraerse de esa tendencia, que ya está tocando a sus puertas*. Por lo demás, Colombia adquirió un serio compromiso con los *Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS)*¹⁷, la *Agenda de París (COP21/2015)*¹⁸, *que son vinculantes* y con la *OCDE* y con la meta de reducir en un 20% las emisiones de *Gases de Efecto Invernadero (GEI)* hacia el 2030¹⁹.

Como lo afirmó la Secretaria Ejecutiva de la CEPAL Alicia Bárcena en la instalación del XXXVI período de sesiones de la misma “*las inversiones en energías renovables y en otros proyectos medioambientales están en la base de*

17. CONPES 3918. Estrategia para la implementación de los ODS en Colombia. Marzo, 15 de 2018

18. Ley 1844 de 2017

19. CONPES 3934. Crecimiento verde. Julio, 10 de 2018/ CONPES 3943. Calidad del aire. Julio, 31 de 2018

la propuesta de la CEPAL de *potenciar el desarrollo de la región con un gran impulso o big push ambiental, para avanzar hacia un patrón de producción, energía y consumo bajos en carbón*". Ello desde luego es un proceso que tomará su tiempo, mientras tanto nos tocará convivir con el petróleo y sus derivados. Consciente de ello y con el propósito de reducir las emisiones de GEI provenientes de la combustión de los motores promovimos la mezcla de los biocombustibles²⁰, ya que la mezcla de un 10% del etanol con la gasolina y del aceite con el diesel, *al oxigenarlos mejora la calidad de los combustibles*, reduciendo de tales emisiones.

Bien dice Bill Gates que "la clave del éxito está en saber detectar hacia dónde va el mundo y llegar allí primero". Pero *no por mucho madrugar amanece más temprano*. No es dable pensar en dar un salto de garrocha para llegar a ellas, que es la meta, eso dejémoselo a Katherina Ibargüen, más bien *tendamos puentes para que ese tránsito sea de manera tranquila y ordenada y no traumática*. Javier Díaz, Presidente de ANALDEX, manifestó recientemente que "hasta ahora estamos empezando a diversificar la canasta exportadora, pero todavía estamos muy tímidos"²¹. Por ahora, el Turismo se perfila como el segundo renglón en importancia como generador de divisas después del petróleo, con una proyección de US \$7.000 millones al cierre del 2018.

Sólo a guisa de ejemplo, digamos, a propósito de las posibilidades que tiene el país con las exportaciones de *aguacate Hass*, que siendo Perú el primer exportador del

20. Ley 693 de 2001 y Ley 939 de 2004

21. Dinero. Septiembre, 28 de 2018

mismo a escala mundial, dicho renglón le representa divisas del orden de los US \$558 millones, *muy distante de los US \$13.000 millones que le representó a Colombia las exportaciones de petróleo el año pasado, amén de una renta petrolera del orden de los \$6.5 billones*. Y más lejos todavía, si tenemos en cuenta que Colombia este año primer año proyecta exportar *aguacate Hass* por un monto aproximado a los US \$60 millones (¡!). No vaya a ser que tengamos que decir, como la zorra de la fábula de Esopo, cuando al intentar alcanzar el racimo de uvas, al percatarse que no estaba a su alcance, las “desprecia” alegando que no están maduras!

Sin perder de vista la anhelada meta a la que tendremos que llegar, debemos tener claro que, por lo pronto, la industria petrolera sigue siendo la gran generadora de ingresos, divisas y empleo y, además, sigue siendo una importante fuente de financiamiento del Presupuesto General de la Nación y de los presupuestos de las entidades territoriales. No vaya a ser que nos ocurra lo del soneto del Tuerto López, en el que “muchachas del pasado, melindrosas/ que, cuidando el tesoro máspreciado/ se solían morir tuberculosas”. No podemos, entonces, pensar con el deseo que podemos prescindir, *de un momento a otro*, de la producción, del consumo interno y de las exportaciones de petróleo y de sus derivados. Ello sería tanto como lanzarse desde la altura sin paracaídas.

LA NUEVA FRONTERA

Recordemos que *Colombia perdió la autosuficiencia petrolera en la década de los 70 del siglo XX, fueron diez años (1975 – 1984) durante los cuales Colombia pasó de exportador a importador*. Al Presidente López le tocó capear este temporal, que le costó al país la bicoca de US \$5.500 millones, tanto grave fue el predicamento que se vio precisado a estrenar el artículo 122 de la *Constitución de 1886*, para decretar la *Emergencia económica*, la cual lo investía de facultades extraordinarias para la expedición de decretos con fuerza de Ley en orden a conjurar la crisis planteada²² y al amparo de la misma decretó una reforma tributaria con el fin de arbitrar los recursos necesarios para tratar de suplir los que se perdieron con este revés para el país.

La única manera de espantar el fantasma de la importación de crudos es reponiendo y acrecentando las reservas probadas y en ese sentido la nueva frontera para lograrlo está, además del recobro mejorado, en la apuesta por la exploración offshore, en donde ECOPETROL ya se ha anotado los primeros éxitos²³ y en los yacimientos en rocas generadoras, más conocidos como no convencionales, desde donde sólo

22. Amylkar D. Acosta M. López el visionario. Abril, 17 de 2014

23. Amylkar D. Acosta M. Los retos de ECOPETROL. Junio, 9 de 2017

se pueden extraer las reservas de crudo y/o gas utilizando la controvertida tecnología de la *estimulación hidráulica*, más conocida como *fracking*. Y la clave para extraer barriles de crudo y pies cúbicos de gas e incorporarlos a las *reservas probadas*, ya sea mejorando el recobro, costa afuera (offshore) o de los yacimientos no convencionales (YNC), *hay que apelar a la tecnología*. De las 33 cuencas sedimentarias con las que cuenta Colombia, en 8 de ellas hay prospectos importantes de yacimientos no convencionales de hidrocarburos y sus reservas se estima que pueden oscilar, según ECOPETROL, entre 2.400 y 7.400 millones de barriles de crudo equivalente, *con lo cual se podría ampliar el horizonte de la autosuficiencia entre 8 y 12 años más*.

Como ya quedó dicho, el año pasado el *36% de los barriles adicionales que se incorporaron a las reservas obedecieron a la mayor tasa de recobro de los pozos en explotación*. Un ejemplo patético de lo que puede la tecnología es que gracias a ella el primer pozo productor, que se empezó a explotar en los albores de la industria petrolera en Colombia²⁴, **Infantas**, en Barrancabermeja, que en su máximo esplendor, en 1939, llegó a producir 64.971 barriles/día, años después entró en declinación, tocando fondo hasta producir sólo *4.293 barriles/día*, ocho años después, en 2017, estaba produciendo *40.000, casi diez veces* (!). Esta experiencia se repite en el Play de Chichimene, en el Meta, que pasó de producir 40.000 barriles/día a 80.000 barriles. O el caso del campo *Rubiales*, que pasó de producir *24.000 barriles/día en 2007* a producir *208.763 barriles/día en 2013* y todavía para 2015 estaba produciendo 160.000 barriles.

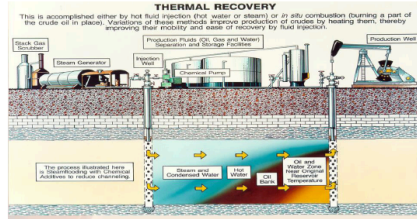
24. Amylkar D. Acosta M. El centenario de la industria petrolera. Abril, 26 de 2018

Es más, en un momento dado la empresa Pacific Rubiales, socio de ECOPETROL en el campo Rubiales, desarrolló un **Piloto** con una tecnología patentada por ellos, llamada **Star**, basada en la *combustión in situ*. En momentos en los que se definía la reversión del área porque la *Asociación* había terminado, propusieron extenderla a cambio de escalar la implementación de dicho *Piloto*, con la promesa de *mejorar por lo menos en un 50% el recobro* de dicho campo, pero los resultados del **Piloto** no convencieron a la Junta directiva de ECOPETROL y esta desestimó la propuesta y la rechazó, haciéndose efectiva la reversión del campo a manos de ECOPETROL.

Colombia tiene una *tasa promedio de recobro del 19%*, pero otros países como Brasil y Argentina su tasa está alrededor del 24% y 23%, respectivamente, aunque *en otros países se ha alcanzado hasta el 35%*. Repito, *esto se logra utilizando tecnologías cada vez más sofisticadas*. Se estima que *Colombia posee cuencas sedimentarias que pueden albergar 53.000 millones de aceite original*, de tal suerte que *si se logra mejorar la tasa de recobro por cada punto porcentual adicional se incorporarían 50 millones de barriles a sus reservas probadas*. *Así de importante es el recobro mejorado!*

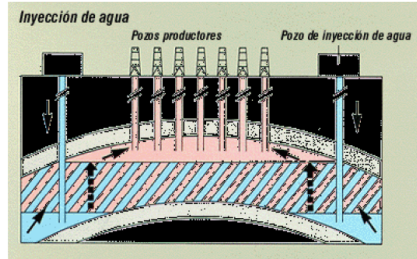
TÉRMICOS

- Cuenca Llanos Crudos Pesados
 - ✓ Proyecto Combustión In Situ Quifa (Terminado)
 - ✓ Proyecto Combustión In Situ Chichimene
- Cuenca Valle Medio Magdalena Crudos Pesados
 - ✓ Proyecto Inyección Continua de Vapor TECA.
 - ✓ Proyecto Inyección Continua de Vapor Jazmín.



NO TÉRMICOS

- Cuenca Valle Medio Magdalena Inyección de Agua
 - ✓ Proyecto Inyección de Agua La Cira.
 - ✓ Proyecto Inyección de Agua Casabe
 - ✓ Proyecto de Inyección de agua Llanito – Gala.
- Cuenca Valle Superior del Magdalena .
 - ✓ Proyecto Inyección de Agua con Químico San Francisco.
- Cuenca Valle Medio del Magdalena.
 - ✓ Proyecto Inyección de Agua con Químico Yarigui-Cantagallo.



El volumen de petróleo estimado en el subsuelo (Petróleo Original En Sitio - POES) es de **52 mil millones de barriles** con un factor de recobro promedio de **24%**.

| CUENCA | ACEITE ORIGINAL EN SITIO (Mbbbls) | POES (%) | FR (prom.) % |
|-----------------------------------|-----------------------------------|----------|--------------|
| LLANOS | 26.649,32 | 51% | 37% |
| VMM | 16.043,20 | 31% | 13% |
| VSM | 4.013,73 | 8% | 20% |
| CAGUAN-PUT | 3.154,09 | 6% | 21% |
| CATATUMBO | 1.793,03 | 3% | 30% |
| CORDILLERA | 669,49 | 1% | 22% |
| VIM | 252,68 | 0,5% | 19% |
| TOTAL | 52.575,53 | | |
| PROMEDIO FACTOR DE RECOBRO | | | 24% |

Con la aplicación de **nuevas tecnologías** en los campos productores del país se podría **incrementar el factor de recobro** y con esto las reservas de hidrocarburos.

EL FRACKING COMO OPCIÓN

Según Directora del Humboldt Brigitte Baptiste, “el fracking, eventualmente, **es una opción para Colombia...** *mientras no tengamos otras fuentes vamos a seguir dependiendo de combustibles fósiles. Colombia tiene reservas petroleras para 6-8 años, somos un país dependiente de esa economía y transformarla rápidamente en una economía baja en carbono y más sostenible requiere de una inversión gigantesca*”²⁵.

Pero qué es el fracking, en qué consiste, para qué sirve? Tratemos de dar una respuesta: empecemos por entender qué es el petróleo. Etimológicamente se define como aceite de piedra, por tener la textura de un aceite y encontrarse en yacimientos de *roca sedimentaria*. Así como los *crudos pesados* y más del 60% del que produce Colombia es de esta clase, requieren de *tratamientos térmicos y/o químicos para su extracción*, los YNC ameritan el uso de la **estimulación hidráulica** para lograr que fluya el crudo, debido a su alta viscosidad o el gas atrapado en *rocas generadoras*, también denominadas lutitas o esquistos, que se caracterizan por

25. El Tiempo. Septiembre, 1 de 2018

ser muy apretadas, compactas, de muy baja porosidad. Las técnicas, las tecnologías y las innovaciones tecnológicas se utilizan en función de las características del recurso y de la metodología a emplear, los cuales responden a la especificidad del yacimiento del cual se trata.

Ahora bien, la *estimulación hidráulica* no es ninguna novedad ni en el mundo ni en Colombia, data desde hace más de 69 años cuando fue utilizada por primera vez en EEUU en 1949 y en Colombia desde hace 61 años, *aunque en pozos verticales en yacimientos convencionales*, cuando en 1957 se empleó en el Pozo Infantas – 167 en el Valle del Magdalena Medio. Pero, sólo en 1968 se utilizó la *estimulación hidráulica* por primera vez, aplicándola a *pozos horizontales* para llegar hasta la *roca generadora*, porque hasta entonces sólo se empleaba en *pozos verticales en yacimientos convencionales*. Tampoco son una novedad la perforación de pozos horizontales, por ejemplo Texas, la empresa asociada con ECOPETROL, la empezó a emplear esta modalidad en la plataforma de Chuchupa en La guajira con el fin de optimizar la extracción de gas de ese yacimiento.

Ahora de lo que se trata es de *combinar* la estimulación hidráulica multietapa con los pozos horizontales, en ello difiere de la técnica empleada en los *yacimientos convencionales*. Para la explotación de los YNC, se apela a la utilización de la *estimulación hidráulica* para penetrar la *roca generadora* a través del *pozo horizontal inyector*, mediante la inyección de agua a grandes presiones, mezclada con propante (gránulos de arena o partículas similares, que permite mantener el flujo del hidrocarburo desde la roca

generadora) y *un 0.5% de reactivos químicos*, que son los que hacen posible generar la viscosidad necesaria para que el propano llegue hasta la *roca generadora* y cumpla su cometido. No es más. Este procedimiento para la explotación de los YNC *se debe a que allí el hidrocarburo se encuentra en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, por estar atrapados en rocas baja porosidad.*

El Sr. **George P.** Mitchell pasó décadas perfeccionando los métodos para extraer el gas, y fue así cómo desarrolló la *estimulación hidráulica* aplicada a estos yacimientos y la perforación horizontal. Él no descubrió los *Shale oil* ni del *Shale gas* (ya se sabía de su existencia), no desarrolló esta tecnología (en uso desde los 40), *pero aplicó la tecnología a los requerimientos de estos yacimientos*, en ello fue pionero. Ese es su mérito y gracias a él EEUU resurgió como una gran potencia petrolera y logró posicionarse en las grandes ligas de la industria de los hidrocarburos, que para su dirigencia se había convertido en una obsesión, *pues después del embargo petrolero que tuvo que soportar en 1974 por parte de la OPEP nunca se volvieron a sentir seguros. Reducir la dependencia con respecto a las importaciones de crudo se había convertido para los EEUU un asunto de seguridad nacional, este objetivo se convirtió en una política de Estado compartida por demócratas y republicanos.*

El boom del *gas de esquisto*, que es como se denomina la molécula proveniente de los YNC, en EEUU empezó en 2007 y dio lugar a lo que se bautizó en los medios como la **Revolución de los esquistos**. Ello llevó a Obama a decir que “EEUU es la Arabia Saudí del Gas natural”. Se pasó de producir 1.3 TPC/año de gas natural en EEUU

a 8.5 TPC/año. Como consecuencia de este auge del *gas de esquisto*, el precio del gas natural cayó en los EEUU el 70% con relación al precio de 2008. La así llamada *Revolución de los esquistos* provocó la *reconfiguración del mercado mundial de los hidrocarburos*.

En petróleo no se quedó atrás y en menos de 5 años EEUU duplicó sus reservas probadas, las cuales llegaron a los 43.000 millones (4 veces las de México). Y, lógicamente también aumentó su producción, Los EEUU alcanzaron *en septiembre de 2017 una producción de 9.5 millones de barriles/día, la más alta producción desde 2015*. Durante 2017, la producción estadounidense de petróleo se incrementó en 1.6 millones de barriles/día, convirtiéndose en *el primer país en incrementar su producción más de 1 millón de barriles/día por tres años seguidos*. Los EEUU, según AIE, *se acaba de convertir en el mayor productor de petróleo del mundo, por encima de Arabia Saudita y Rusia*, con 10´680.000 barriles/día. El Estado de Texas, que es en donde se concentra esta actividad produce 2.5 millones de barriles al día, el doble de lo que produce actualmente Venezuela. Y todo ello, gracias al fracking (!). Y para no ir muy lejos, Argentina ha perforado hasta el año pasado 740 pozos en YNC y aportan el 10% de su producción de crudo.

A este ritmo se estima que para el 2019 la producción petrolera de EEUU está por encima de los 12 millones de barriles/día y ojo, más del 55% de su producción la están aportando los YNC. Y, según la *Administración de la Información de Energía* de los EEUU (EIA, por sus siglas en inglés), *hace un año tenía 477 plataformas activas y el 1 de diciembre de 2017 ya tenía 749*. También redujo sus importaciones y, por primera vez en 39 años, levantó la

prohibición de las exportaciones del oro negro en 2014. Ello ha influido en el exceso de oferta que ha contenido la espiral alcista de los precios internacionales del petróleo y de paso ha debilitado el poder de la OPEP, que ha tenido que aliarse con Rusia para hacerle contrapeso a EEUU.

Otros países han seguido la trilla de EEUU, es así como se habla de más de un millón de *pozos horizontales* en el mundo, de los cuales 300 mil en EEUU, 170 mil en Canadá, en Argentina ya se han perforado unos 700 pozos, el principal campo de explotación con el que cuentan es el célebre *Vaca Muerta*. En este contexto es en el que Colombia ha querido incursionar en el desarrollo de los *YNC* de petróleo, dado que cuenta con prospectos muy interesantes por su potencial y el interés de contrarrestar la caída de las reservas probadas.

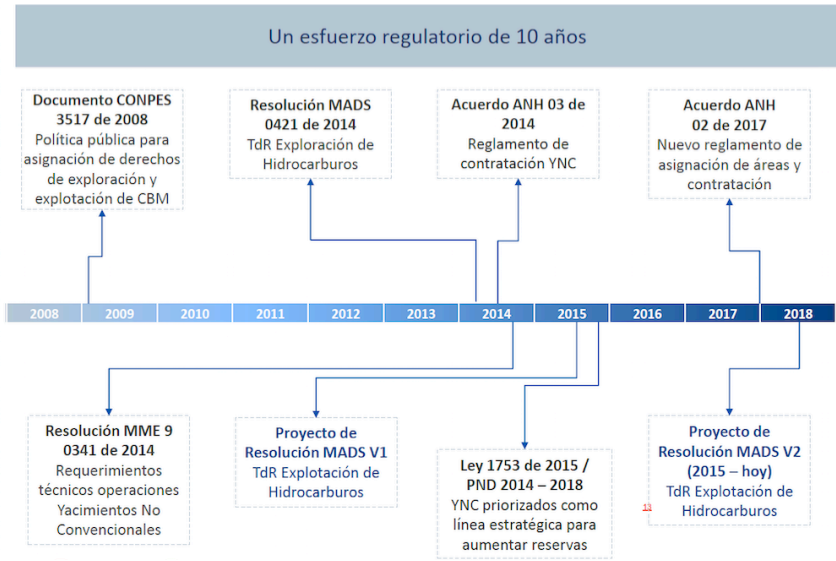
MARCO NORMATIVO

Hasta el momento no se ha utilizado la estimulación hidráulica en *pozos horizontales*, sólo se ha avanzado en los estudios, la investigación sobre el estado del arte en esta delicada materia y se ha avanzado también en el *marco normativo* por parte de las entidades incumbentes. En ello llevamos más de una década, partiendo de las experiencias de los demás países y poniendo en práctica las lecciones aprendidas a partir de las mismas. Con base en el mismo ECOPETROL se apresta a arrancar un Piloto en la franja denominada La Luna, en la Cuenca del Valle del Magdalena, rica en petróleo de esquisto. De acuerdo con las proyecciones de la Asociación Colombiana de Petróleos (ACP), si no hay mayores tropiezos, los primeros 43.200 barriles/día de producción provenientes de YNC se estarían registrando en 2024. Entre las empresas que ya están pidiendo pista para incursionar en el desarrollo de YNC en Colombia se cuentan CANACOL, ConocoPhillips, Exxon-Mobil y Shell, todas ellas con una amplia experiencia.

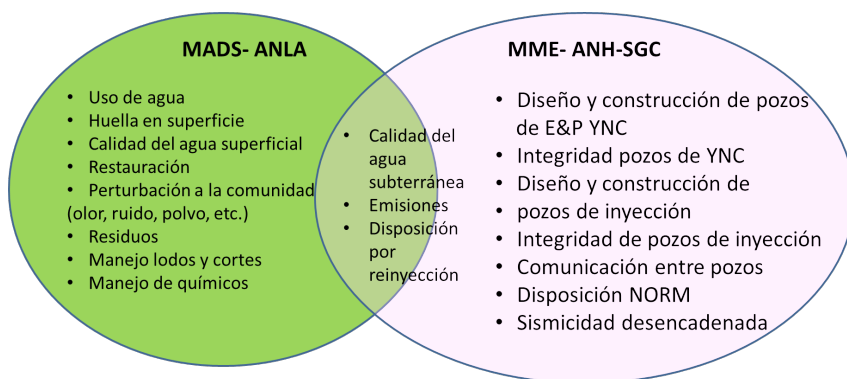
El primer paso se dio en 2008 con la expedición del Documentos CONPES 3517 atinente a la exploración

y producción del gas metano asociado a los mantos de carbón (CBM, por sus siglas en inglés). Más adelante, en la Ley 179 de 2011 del Plan de Desarrollo 2010 – 2014 *Prosperidad para todos*, se contemplaron los YNC como parte de la estrategia para garantizar el autoabastecimiento de crudo del país. Luego vendría todo un esfuerzo tendiente a hacer acopio y discernimiento de toda información relevante sobre la estimulación hidráulica en YNC, como parte de la *curva de aprendizaje*. Con tal fin se diseñó y se puso en marcha el *Programa de gestión del conocimiento*, para lo cual se puso al frente Orlando Cabrales Segovia, por aquellas calendas Presidente de la ANH. Entre las actividades desarrolladas se consultó a 24 expertos internacionales del más alto nivel, se realizó un sinnúmero de talleres, seminarios y visitas de campo, para conocer de primera mano las experiencias y las lecciones aprendidas en EEUU y Canadá, países estos que están a la vanguardia de los desarrollos de YNC en el mundo. En ellos participaron más de 42 expertos y ex reguladores sobre la materia reconocidos internacionalmente, *15 de ellos académicos independientes*²⁶ de Norteamérica, destacándose entre ellos especialistas como John Deutch, profesor de MIT y presidente de la comisión de Barack Obama para temas energéticos y de no convencionales, y David Neslin, uno de los mayores expertos en petróleo y gas de esquistos. Se registraron 235 asistentes, entre ellos funcionarios de los Ministerios de Minas y Energía y Ambiente, así como de sus entidades adscritas o vinculadas, amén de las corporaciones autónomas regionales y de los entes de control y de las universidades.

26. En el Oficio dirigido por el Despacho del MME a la CGR, con radicado 201 4064433, calendarado el 30 de septiembre de 2014 se detalla la programación y los participantes.



A continuación relacionamos las principales medidas que se han tomado tanto por la Presidencia de la República, como por parte de los ministerios de Minas y Energía (MME) y de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), así como por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH):



- MME.- Resolución No. 18 0742 de mayo 16 de 2012, “Por la cual se establecen los procedimientos **para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales**”.
- PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA Y MME.- Decreto No. 3004 de diciembre 26 de 2013, “Por el cual se establecen los criterios y procedimientos **para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales**”.
- MME.- Resolución 90341 del 28 de enero de 2014, “por el cual se establecen requerimientos técnicos y

procedimientos para la *exploración y explotación de yacimientos no convencionales*”.

- MADS.- Resolución No. 0421 de marzo 20 de 2014, “Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del **Estudio de Impacto Ambiental** para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones”.
- ANLA.- Términos de referencia “para la elaboración de **Estudio de impacto ambiental** proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos”. Anexos 1, 2, 3 y 4.
- ANH.- Acuerdo No. 03 de marzo 26 de 2014, “Por el cual **se adiciona** el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al **Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos no convencionales**, y se dictan disposiciones complementarias”.

Entre las medidas y estipulaciones contempladas en estos actos administrativos queremos destacar, entre otras:

Por parte de MME se establecieron requerimientos detallados para la construcción de los pozos para verificar su *integridad* y distancias mínimas (500 metros) de la estimulación con los fondos de los acuíferos. Igualmente se establecieron requerimientos para la prevención de sismicidad desencadenada estableciendo distancias mínimas (1 kilómetro para pozos de exploración y 2

kilómetros para pozos de inyección) entre las fallas geológicas y el yacimiento que se estimula, así como normas relacionadas con la prevención de la intercomunicación de pozos. Se estableció la obligación por parte de las compañías petroleras de aportar una red de monitoreo sísmico para ser administrada por el Servicio Geológico Colombiano con el propósito de densificar la actual red sismológica nacional que le permita al país hacer mediciones detalladas en las zonas donde se realizaría la actividad de estimulación hidráulica.

Lo propio hizo el MADS, estableciendo estrictos requerimientos en materia de uso de agua y disposición y tratamiento del agua residual resultante de la estimulación. En ella se prohíbe terminantemente la disposición del agua de retorno en cuerpos de agua, en el suelo o en piscinas. *Solo se permite hacerlo en tanques de almacenamiento o en pozos de disposición especiales.* Con respecto a la posible emisión de metano u otros gases que puedan afectar la calidad del aire, se prohibió expresamente el venteo de gases y se exigió la combustión completa de los mismos.

También se estableció la obligación del levantamiento de *información de línea – base antes del inicio de la actividad*, determinando la ubicación de los acuíferos. Se debe, además construir el Modelo hidrogeológico y determinar las características geológicas de conductividad y de flujo vertical y horizontal. A partir de la información y el registro anterior, se debe monitorear la calidad del agua superficial y subterránea. Por último, se exige la publicación de los aditivos químicos que se utilizan en el proceso que si bien representan alrededor del 0.5% del fluido inyectado, se

quiere darle *total transparencia* a esta información. Así lo plantea el ex ministro de Ambiente Manuel Rodríguez y le cabe toda la razón plantea que “con respecto al fracking el tema también es de transparencia”²⁷ y para ello la información debe ser de libre acceso para las comunidades y no como la caja negra de los aviones, de las que sólo se sabe de sus registros después del siniestro. Convendría tramitar una Ley que lo haga obligatorio; en este sentido Colombia dio un paso de la mayor importancia al ingresar, después de un largo proceso que iniciamos como Ministro de Minas, Energía e Hidrocarburos, a la Iniciativa para la Transparencia de la Industria Extractiva (EITI, por sus siglas en inglés).

27. Memorias Expo Oil & Gas. Mitos y realidades del fracking. 2017

EL PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN

Entre quienes se muestran contrarios a la utilización de la tecnología del fracking en Colombia se suele esgrimir como argumento concluyente para oponerse a la misma el *Principio de Precaución*. Por ello es menester examinar su definición, su sentido, su alcance y su aplicación. Como es bien sabido dicho Principio tiene su más remoto antecedente en su formulación en los años setenta en Alemania y tenía por finalidad el resarcimiento al menoscabo de la vida humana a consecuencia de los efectos nocivos de productos químicos que para aquel entonces no era posible establecer sino después de veinte o más años de haber estado expuesto a los mismos. Luego sería la Declaración Ministerial de Bergen (Noruega) la que en 1990 dejó establecido en su parágrafo 7 que “si existe la amenaza de daños serios e irreversibles, la ausencia de certeza científica completa *no puede utilizarse como razón para posponer medidas dirigidas a preservar la degradación ambiental*”.

Luego sería la *Declaración de Río de Janeiro sobre Medioambiente y Desarrollo de 1992* la que incorporaría

dicho Principio en el *numeral 15* de la misma, en los siguientes términos: “con el fin de proteger el medio ambiente, los estados deberán aplicar ampliamente el criterio de precaución conforme a sus capacidades. Cuando haya peligro de daño grave e irreversible, la falta de certeza científica absoluta no deberá utilizarse como razón para postergar la adopción de medidas eficaces *en función de los costos para impedir la degradación del medio ambiente*”. Posteriormente sería la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático* (CMNUCC) de 1992, la que enfatizara que allí en “donde haya **amenazas de daño grave e irreversible**, la falta de *certidumbre científica total* no debe usarse como razón para posponer tales medidas, teniendo en consideración que *las políticas y medidas para enfrentar el cambio climático deben ser efectivas en cuanto al coste con el fin de garantizar beneficios globales al costo más bajo posible*”.

Colombia incorporó este Principio a su legislación mediante la Ley 99 de 1993, artículo 1º, numeral 6 y lo único que cambia es cuando alude a la “*certeza científica absoluta*”. Huelga decir que, como lo afirma Karl Popper, “es imposible asegurar que una teoría científica ha sido *confirmada*, pero sí podemos estar seguros de cuándo ha sido *refutada*”. Posteriormente, al ratificar la CMNUCC a través de la Ley 164 de 1994, dejó establecido en su artículo 3º, como uno de los principios esenciales el de la Precaución en los siguientes términos: “*las Partes deberían tomar medidas de precaución para prever, prevenir o reducir al mínimo las causas del cambio climático y mitigar sus efectos adversos*. Cuando haya amenaza de daño grave o irreversible, no debería utilizarse la falta de total

certidumbre científica como razón **para posponer tales medidas**, tomando en cuenta que las políticas y medidas para hacer frente al cambio climático deberían ser eficaces en función de los costos a fin de asegurar beneficios mundiales al menor costo posible”. En ello Colombia fue pionero en Latinoamérica.

Ateniéndonos al *Principio de Precaución*, hay que partir de la base, como dijo Antonio Machado que “*hacerlas cosas bien importa más que hacerlas*” y de eso se trata, en un tema tan delicado, tan sensible como es la sostenibilidad del medio ambiente hay que obrar con cautela y responsabilidad. Por ello, para avanzar en el propósito de desarrollar la explotación de los YNC de crudo en el país, se deben exigir los más altos estándares y las mejores prácticas de la industria, minimizando los riesgos y previéndolos. *Aquí no se le puede dar pábulo a la improvisación ni a la chapucería*. De modo que dicha actividad se debe atener al Principio de precaución, eso sí sin abusar de él o distorsionarlo en su sentido y aplicación. Cómo interpretar este principio constituye el verdadero busilis en la discusión en torno a la viabilidad y conveniencia de utilizar el fracking.

Es importante resaltar que, como lo sostiene el experto mejicano en Biotecnología y Bioética Salvador Darío Bergel, “el recurso al principio precautorio presupone que los efectos potencialmente peligrosos de un producto o de un procedimiento son identificados y *que la evolución científica no permite determinar el riesgo con suficiente certeza*”²⁸. Advierte él que “la inexistencia de certidumbre científica sobre su producción o sobre su potencialidad de dañar, *no puede llevar a sostener en forma arbitraria que cualquier*

28. Alegatos No. 58. México septiembre/diciembre de 2004

*amenaza de daño puede conducir sin más a la aplicación del principio, lo cual podría conducir a desnaturalizarlo... El segundo elemento del principio tal vez el central, consiste en la existencia de una duda, una incertidumbre que no puede ser disipada con base a los conocimientos científicos existentes al momento del análisis*²⁹. Yen ello fue clara la Sala de lo Contencioso Administrativo del Consejo de Estado en su Sentencia del 11 de diciembre de 2013, cuando dejó claramente establecido que “al no existir certeza absoluta sobre el efecto dañino que pueda producir la aplicación de una actividad, procedimiento o tecnología, *el estado de la cuestión se torna imprecisa y por tanto la ocurrencia del daño es eventual, no cierta. En este punto resulta relevante precisar que no es posible hablar de incertidumbre*”.

Y va más lejos, cuando afirma que “tal como lo entiende Wynne, el *Principio precautorio* es un modo de aplicar la prevención en situaciones de incertidumbre científica. La precaución se invoca cuando no es posible la simple prevención... *El principio –por el contrario– no llama a la inacción, sino a la acción en defecto de un conocimiento imperfecto de la amenaza o de los mecanismos aplicables... El principio no admite ser vinculado con el bloqueo del progreso – como algunos autores pretenden–*. Por el contrario, constituye una puesta en acción de la idea moderna del progreso. El progreso, lo señala Bourg, es inseparable del dominio de los fenómenos: *forzoso es constatar que nuestras técnicas no pasan de engendrar efectos imprevisibles*³⁰.

Se sigue de lo anterior que no se puede ni se debe, caprichosamente, apelar al *Principio de Precaución*

29 Idem

30 Idem

para impedir el desarrollo o la utilización de nuevas tecnologías con el simple expediente de que puede haber un riesgo inherente a la utilización de las mismas, pues ello nos llevaría a la parálisis de cualquier proyecto sin mas razones que esgrimir dicho *Principio*. Como sostiene Juan Guillermo Rivera, “en condiciones de riesgo, así halla un nivel de incertidumbre fruto de las probabilidades, *hay conocimiento suficiente para la prevención*”³¹. Y este es el caso. Si se aplicara a rajatabla el *Principio de Precaución* sería impensable desarrollar proyectos de generación de *energía geotérmica en los volcanes*, como lo viene haciendo Chile y varios países de Centroamérica. No sería dable persistir en proyectos de *generación eléctrica utilizando reactores nucleares*, como lo viene haciendo *Alemania, la misma que prohibió la utilización del fracking*, sobre todo después de esos dos accidentes pavorosos, como lo fueron el de Chernovil primero y Fukuyima después.

A lo que nos invita es a que ante la inminencia de un riesgo, **se deben tomar las medidas de prevención y previsión pertinentes para conjurarlo**. Así lo plantea el ex ministro de Ambiente y reconocido Líder ambientalista Manuel Rodríguez, cuando afirma, aludiendo al *Principio de Precaución*, que “cuando existan indicios de daño ambiental, así no se cuente con total certeza científica, **es imperativo tomar todas las medidas que sean del caso para evitarlo**”³² y de ello se trata. Él, además, hace la salvedad, refiriéndose a la utilización del fracking, en aquellos casos en los que “*si hay la posibilidad de un impacto severo*, es mejor la precaución y no realizar esa actividad”³³.

31 Blogspot.com. Juan Guillermo Rivera. Apuntes sobre el Principio de Precaución. Julio, 10 de 2007

32 El Tiempo. Septiembre, 10 de 2018

33 Dinero. Agosto, 17 de 2018

Como lo afirma el ex rector de la Universidad Nacional, el científico Moisés Wasserman “el principio ha sido mal entendido por mucha gente...*No se puede presumir, entonces, que la sola posibilidad de ocurrencia (con muy baja probabilidad) sea razón suficiente para vetar una acción. Si así fuera, conoceríamos muy pocas nuevas en el futuro*”³⁴. Y remata diciendo, “pareciera que quienes quieren darle fuerza excesiva al Principio de Precaución partieran de la premisa, inaceptable, de que la abstención tiene menos implicaciones morales que la acción”, lo cual, desde luego, no es cierto. *De lo que se trata, entonces, no es de descartar el uso de esta tecnología, con todas sus implicaciones para el país, sino de extremar las medidas de prevención, de reducción y de mitigación del riesgo y así compatibilizar, compaginar el desarrollo con el medio ambiente.*

Como afirma Beatriz Arcila, la Corte Constitucional acotó muy bien el Principio de Precaución en su Sentencia C- 293 de 2002, pues “al analizar la constitucionalidad del principio de precaución *delimitó las condiciones para su aplicación en materia administrativa sólo a aquellos eventos en los que concurran los siguientes elementos:* (i) que exista el peligro de la ocurrencia de un daño; (ii) que éste sea irreversible; (iii) *que exista un principio de certeza sobre el peligro, así no exista una prueba absoluta del mismo;* (iv) que la decisión que la autoridad adopte se encamine a impedir la degradación del medio ambiente; y (v) *que el acto sea motivado y excepcional.* Se hace necesario *asumir el principio precautorio como una verdadera garantía de la conservación de la especie humana y no como un ejercicio caprichoso,*

*arbitrario y abusivo de la potestad estatal en la vigilancia de los recursos naturales, más aún cuando se ha garantizado que la aplicación del principio no vaya en detrimento de otros intereses al someter su efectividad al cumplimiento de unos requisitos como son: que exista un principio de certeza de la ocurrencia de un daño irreversible; que la decisión se encamine a impedir la degradación del medio ambiente; y, que el acto sea motivado y excepcional*³⁵.

USO DEL AGUA EN COLOMBIA

| USO DEL AGUA | PARTICIPACION % |
|----------------------|-----------------|
| DOMESTICO | 8.2 % |
| AGRICOLA | 46.6 % |
| PECUARIO | 8.5 % |
| CULTIVO ACUICOLA | 4.6 % |
| INDUSTRIA | 5.9 % |
| ENERGIA | 21.5% |
| HIDROCARBUROS | 1.6 % |
| MINERIA | 1.8% |
| SERVICIOS | 1.3% |
| TOTAL | 100% |

35 UPB. Revista Facultad de Derecho y Ciencias Políticas Volúmen 39, No. 111. Beatriz Arcila Salazar. El principio de Precaución y su aplicación judicial. 2009. Revistas.upb.edu.co

AGUA O PETRÓLEO: UN FALSO DILEMA

Indudablemente el agua es el bien máspreciado y al que más tenemos que proteger, sobre todo de cara al Cambio climático que amenaza sus reservas y su provisión³⁶. De modo que es justa la preocupación que invade a quienes temen por el impacto del fracking en los acuíferos y en las zonas de recarga hídrica, dudas razonables que es preciso disipar antes de seguir adelante. Esta preocupación no es nueva, sólo que se ha exacerbado recientemente a propósito de la controversia que ha suscitado el uso de esta tecnología.

Recordemos lo acaecido en el 2014, cuando en medio de la inclemencia del verano y la sequía que trajo consigo el fenómeno de El Niño llegó a atribuirse a la industria petrolera la responsabilidad de sus estragos, entre estos se destacaba la mortandad de chigüiros. Entonces hizo carrera en el país la especie según la cual la actividad de sísmica, exploratoria y de explotación de hidrocarburos estaba afectando la oferta hídrica en las regiones en donde se desarrolla. Al punto que se ha volvió frase de

36. Amylkar D. Acosta M. El stress hídrico. Marzo, 22 de 2018

cliché la falsa disyuntiva *agua o petróleo*. Cuando en lugar de *contraponer* el agua al petróleo, debemos más bien ver cómo *proteger* el agua sin impedir el desarrollo de la industria petrolera, que también requiere el país para su desarrollo económico y social. Es más, *en no pocos lugares del país se depende del combustible, derivado del petróleo, para el bombeo de los pozos de agua para extraerla y surtir los acueductos*.

Estas elucubraciones fueron desvirtuadas en su momento por la Asociación Colombiana de Hidrogeólogos en los siguientes términos: “es erróneo asegurar, que un pozo de producción de hidrocarburos secará acuíferos superficiales o ríos. Además los volúmenes de agua subterránea son, inmensamente superiores a los que puede bombearse de un pozo o lo que circula por un río, hecho que hace mucho más improbable un desecamiento de un cuerpo de agua superficial por la actividad petrolera”³⁷. Así de claro!

Empecemos por decir que la industria petrolera no sólo es la que menos consume agua para sus operaciones, *con sólo el 1.6%*, sino que es la mayor productora de agua³⁸. Veamos. Allí donde hay petróleo hay gas y hay agua asociados al mismo; con la extracción del crudo se extraen también cantidades crecientes de agua. En promedio por cada barril de crudo que se extrae se extraen desde las profundidades en donde se aloja el petróleo 14 barriles de agua. Y qué se hace con esa agua? La empresa que opera el pozo puede disponer reinyectarla, que es lo que más le conviene puesto que de esa manera aumenta la presión y

37. Junta directiva de la Asociación Colombiana de Hidrogeólogos. Prof. Leonardo David Donado Garzón, IC, MSc, PhD. Abril, 22 de 2016

38. Amylkar D. Acosta M. Agua & petróleo. Marzo, 21 de 2014

así se incrementa la tasa de recobro o puede ser vertida a los cuerpos de agua superficiales. En ambos casos dicha agua, que no es apta para el consumo humano deberá ser tratada antes de su disposición final³⁹. También es susceptible de su aprovechamiento, reutilizándola, como se hizo en el Piloto de Agrocascada en Puerto Gaitán (Meta) en donde se irrigó más de 1.300 hectáreas de Palma con agua proveniente de los pozos petroleros.

De suerte que la industria del petróleo lejos de ser parte del problema son parte de la solución para la provisión de agua. Después de 100 años, que se cumplieron el 29 de abril pasado, cuando se perforó el primer “pozo descubridor” en Barrancabermeja⁴⁰, no se tiene registros comprobados de la contaminación de los acuíferos a consecuencia de la perforación de los pozos para extraer el crudo. Pero, como en los YNC se combina la estimulación hidráulica con los pozos horizontales para perforar la roca generadora y así liberar el hidrocarburo, ello entraña un riesgo mayor de contaminación de los acuíferos, que hay que prever, controlar y evitar a todo trance.

Bueno es dejar establecido, en primer lugar, que los volúmenes de agua que se utiliza en la operación aunque son mayores que en los yacimientos convencionales (25.000 metros cúbicos por pozo vs 3.000 metros cúbicos), en la regulación expedida por el MADS se dispuso la reutilización del agua y el uso de aguas residuales, así como restricciones del uso del agua en períodos de sequía. Normalmente entre el 30% y el 70% del agua inyectada retorna durante los primeros 90 días; en

39. Resolución MADS 631 de 2015

40 Amylkar D. Acosta M. El centenario de la industria petrolera. Abril, 26 de 2018

superficie se dispone de líneas de flujo y tanques sellados y debidamente aislados, como los dispone la norma, en donde se almacena el fluido de retorno (flowback)⁴¹. La clave está en la integridad de los pozos y el cumplimiento del plan de estimulación, los cuales deberán contar con el previo visto bueno de la ANH antes de proceder a su implementación.

Como lo sostiene Vicente Hormizda, Gerente de la firma OH Consultorías, que asesora a la industria petrolera, refiriéndose al fracking, “esta es una técnica segura que se realiza *en formaciones geológicas a miles de metros de profundidad*, por consiguiente a varios kilómetros de los acuíferos para consumo humano. Además, *entre los dos existen múltiples formaciones que actúan como barreras o sellos naturales*. También los acuíferos se protegen utilizando los más altos estándares en la construcción de *los pozos, los cuales cuentan con múltiples tubos de acero y cemento, previniendo el contacto entre el petróleo y las aguas subterráneas*”⁴².

De manera, que es muy remota la posibilidad que se de una filtración tanto de hidrocarburo como de los aditivos químicos empleados que darían lugar a la contaminación de los acuíferos, *amén de las distancias con respecto a estos que debe guardarse con respecto al punto en donde se perforen los pozos y se utilice la estimulación hidráulica establecido en las normas vigentes*. De hecho no se tienen noticias de que en el Estado de Texas (EEUU) o en la provincia de Neuquén (Argentina), en donde se viene utilizando ampliamente la tecnología del fracking, se

41 MME. Resolución 90341 de 2014

42 Dinero. Agosto, 17 de 2018

haya presentado contaminación de sus acuíferos. Nos lo confirma la Asociación Colombiana de Hidrogeólogos, al afirmar que “las formaciones rocosas de donde se extrae el petróleo no tienen conexión hidráulica con cuerpos superficiales, sean estos ríos o humedales y tampoco con los sistemas acuíferos que normalmente están por encima de estas cotas de perforación (...)”⁴³

Un estudio de la Agencia de Protección Ambiental de los EEUU (EPA, por sus siglas en inglés) en mayo de 2015 sobre derrames presentados entre enero de 2006 y abril de 2012 en 11 estados de EEUU, concluyó que sólo el *1% de los casos estudiados se relacionan con el fracking*, menos de mil galones y esto *generados por errores humanos*⁴⁴. En otro Informe se reporta que “no se encontraron evidencias de que la práctica del fracking genere impactos sistemáticos sobre los recursos de agua potable en EEUU”⁴⁵. El ex ministro Manuel Rodríguez, trae a colación un estudio de la EPA que “encontró evidencia científica de que en 7 circunstancias el fracking **puede** tener impactos complejos en el ambiente. **Tal situación se explica por malas prácticas por parte de las empresas en la ejecución de sus proyectos**”⁴⁶.

Lo más prudente, para salir de dudas, evitar especulaciones y manipulación de las informaciones con respecto a la tecnología del fracking y su utilización en Colombia es, como lo ha dispuesto ECOPETROL, disponer de un

43 Junta directiva de la Asociación Colombiana de Hidrogeólogos. Prof. Leonardo David Donado Garzón, IC, MSc, PhD. Abril, 22 de 2016

44 www.epa.gov/hfstudy. Review of State and Industry Spill Data. EPA/601/R-14/001 mayo de 2015

45 Assessment of the potential impacts of hydraulic fracturing for oil and gas on drinking water. External Review Draft/EPA/600/R-15/047c

46 Dinero. Agosto, 17 de 2018

Piloto, como lo plantea su Presidente Felipe Bayón, “que permita, de manera delimitada, controlada y absolutamente enmarcada en un área geográfica específica, trabajar con las autoridades, con las comunidades, con los sindicatos, con los detractores y decir cómo medimos esas líneas – bases y los posibles impactos”⁴⁷. El desarrollo del Piloto de yacimientos no convencionales que se está planeando en Colombia tendría sólo 10 pozos y utilizaría 200.000 metros cúbicos de agua en la vida del proyecto. Luego se evaluarían sus resultados, los cuales serían validados por expertos nacionales e internacionales independientes de cara al país. Con tal fin se establecería, de manera concertada, una hoja de ruta para proceder en consecuencia. Es lo más sano. Eso se hizo en EEUU entre febrero de 2015 y enero de 2017 con excelentes resultados.

Piloto Reglas de Oro



47 Memorias Expo Oil & Gas. Mitos y realidades del fracking. 2017

EL CAMINO ES EL DIÁLOGO Y LA CONCERTACIÓN

No podemos perder de vista que el debate en torno al fracking se da en medio de un clima de polarización en el país y de crispación en las regiones con potencial en YNC. Son varios los factores que han exacerbado la conflictividad social en esos territorios, destacándose entre ellos la falta de un ordenamiento del territorio y la inseguridad jurídica. La falta de dicho ordenamiento es fuente de conflictos de uso y de ocupación del territorio. A ello se viene a sumar la colisión de competencias entre el Gobierno central y las autoridades territoriales. Lo dice el propio Presidente de la Corte Constitucional Alejandro Linares, “quien debe definir el tema, para mi, es el Congreso de la Republica. Al final del día, los jueces resolvemos los problemas porque nadie más los resuelve. Lo ideal sería que el Congreso saque una Ley orgánica para ver cómo se concilian los interésese de la Nación sobre el subsuelo versus los intereses de las regiones y de los municipios sobre el uso del suelo”⁴⁸.

48. El Espectador. Febrero, 13 de 2018

En el escalamiento del conflicto en los territorios subyace el descontento y la inconformidad que provocó el Acto legislativo 05 de 2011 modificadorio del régimen de regalías, debido a que las regiones productoras vieron sensiblemente menguada su participación en las regalías que genera la actividad extractiva. De modo que la viabilidad de esta y no sólo del fracking pasa por una reforma de la reforma, que permita barajar y volver a repartir tales recursos, de modo que las regiones productoras se vean resarcidas del daño infligido. También es menester que la Corte Constitucional, de una vez por todas, unifique su jurisprudencia y de esta manera se recobre la seguridad y la estabilidad jurídica perdidas.

Finalmente, se impone la necesidad de un gran diálogo y concertación entre Nación y territorios, sobre la base de los principios constitucionales de “coordinación, concurrencia y subsidiariedad” (Artículo 288 de la CP). Bien dijo John Stuart Mill que “la democracia no se reduce al Gobierno de la mayoría. Es necesario, además, que las decisiones sean fruto de una discusión pública vigorosa” e informada, añadiría yo!

Está comprobado que “una sociedad está madura para la paz cuando aprende a tramitar sus conflictos sociales”, porque como lo dejó sentado Estanislao Zuleta, “una sociedad mejor es una sociedad capaz de tener mejores conflictos. De reconocerlos y de contenerlos. De vivir, no a pesar de ellos, sino productiva e inteligentemente en ellos”. Como le escuché decir recientemente a la Presidenta de la Agencia Nacional Minera (ANM) Sylvana Habid “el camino es la participación efectiva e informada, pero nunca la prohibición de una actividad constitucionalmente

reconocida y legalmente promovida”. Ese es el camino, el del *diálogo y la concertación* y el del *veto o la imposición*!

Bien dijo el Maestro Estanislao Zuleta que “la democracia debe ser más deliberativa que participativa, pues no hay democracia sin diálogo” y este ya está inventado. Un buen ejemplo es lo el diálogo que ha venido propiciando y auspiciando el reconocido Grupo Diálogo Minero en Colombia (GDIAM) que, justo en este momento está poniendo en circulación la tercera edición de su Propuesta para una visión compartida sobre la minería en Colombia, en la cual se destacan el relacionamiento Nación – territorio – Empresas. Por lo demás, estas deberán entender que el concepto de Responsabilidad Social Empresarial (RSE), que debe caracterizarla, se ha sido sustituido en la práctica por el de la *RSE ampliada*. Como lo plantea el columnista Santiago La Rotta, “el cambio, acaso evidente, implica que *los beneficios para la comunidad no son un resultado colateral de un buen trimestre, sino el corazón de una operación que, además, tiene sentido económico*”⁴⁹. De esta manera se construye una relación con la comunidad en la que esta pasa de ser la contraparte de las empresas para convertirse en socia de la misma.

49. El Espectador. Junio, 5 de 2018

