



Petróleo y gas: conferencia

El *shale*, el *offshore* y la recuperación de campos maduros como herramientas para expandir las fronteras

Cuatro altos ejecutivos de las empresas más importantes que operan en el país expusieron sobre la actualidad y el futuro de la industria de los hidrocarburos: Tomás García Blanco, director ejecutivo de E&P de YPF; Javier Gutiérrez Arauz, *chief operating officer* de Pan American Energy; Hugo Repsold Junior, gerente ejecutivo de Desarrollo Empresarial de Petrobras; y Javier Rielo, director general de Total Austral. Se resaltan aquí sus reflexiones principales.

Tomás García Blanco

Se refirió al shale oil en la Cuenca Neuquina y al ejemplo estadounidense.

“Los reservorios no convencionales y los campos maduros deben complementarse porque, al fin de cuentas, sin uno de los dos no se va a poder conseguir lo que estamos buscando: mantener el abastecimiento energético del país”.

“Todavía queda un 65% de petróleo en el subsuelo que no sabemos cuánto podremos recuperar fruto de las mejoras tecnológicas. En esto podríamos enfocar una gran parte de la actividad que en la Argentina tenemos, por no decir el 99% de la actividad”.

“Este desarrollo de reservorios no convencionales puede generar la reducción de la dependencia energética de los Estados Unidos del exterior. Esto que vemos a nivel de los Estados Unidos, se está replicando a nivel mundial. Los volúmenes de *shale gas* disponibles en los próximos años en el mundo son inmensos. La Argentina está entre los tres países con mayor potencial para este desarrollo”.

“En el mundo, hay muchísimo interés en *shale oil*: hay muchos proyectos exploratorios incipientes, podríamos destacar que hoy por hoy, en la Argentina, desde YPF estamos comenzando el primer desarrollo masivo de *shale oil* fuera de América del Norte y esto es fruto de una actividad que iniciamos tiempo atrás y, como todos los proyectos, lleva un tiempo de maduración”.

“En 2007 nace esta idea, simplemente viendo lo que Estados Unidos estaba haciendo (...) nos orientamos fundamentalmente a Vaca Muerta, por sus características y los datos que teníamos, nos pareció la roca más adecuada. En 2009 iniciamos la perforación del primer pozo, que afortunada o desafortunadamente tuvimos que parar por un descubrimiento que tuvimos y como sabéis el petróleo al tanque es siempre lo que prima. Decidimos reorientar el proyecto para el año siguiente, definimos el proyecto, no sólo para *shale gas*, sino también para *shale oil* y nos dedicamos a adquirir dominio minero con el objetivo de estar en las mejores posiciones en la rama positiva de este potencial descubrimiento. A finales de 2010 pudimos anunciar, tanto el descubrimiento de *shale gas* como de *shale oil*”.

“Nos centramos en el norte de Loma La Lata, empezamos por esa zona porque los datos nos hacían pensar que era donde podíamos tener resultados en el corto plazo y, además, donde las *facilities* que tenemos en el área y la capacidad que tenemos de conectarnos con esas *facilities* hacían que el desarrollo fuese mucho más rápido”.

“Sin embargo, avanzamos no sólo en Loma La Lata Norte, sino también en Bajada de Añelo y en Loma Campana. Los datos iniciales de todos estos pozos sitúan a dichos caudales entre los 200 y 600 barriles de petróleo líquido por día. Cuando esto lo vemos en el tiempo, de los primeros tímidos resultados fruto de la forma en que fracturábamos y del número de fracturas que realizábamos en estos pozos verticales, hemos ido evolucionando y de los 200 barriles iniciales, hoy por hoy estamos en los 600 barriles por pozo: barriles de petróleo, y no barriles equivalentes: a esto tenemos que sumarle más de un 25% de gas asociado. Podríamos pensar en pozos tipo de mínima, de media y de máxima para el desarrollo de este petróleo en forma no convencional y para cada uno de



Tomás García Blanco.

ellos tenemos curvas acumuladas que pronostican entre los 200 y los 600 barriles acumulados en 25 años”.

“Otro dato importante es que todos estos pozos están en surgencia natural, debido a la sobrepresión que tiene el yacimiento, los pozos producen sin levantamiento artificial y todos por encima de los 40/50 kg/cm² en cabeza”.

“El monitoreo que realizamos nos añade un dato interesante: en los 250 metros de espesor de la formación Vaca Muerta, en el norte de Loma La Lata, todos los intervalos producen con cierta homogeneidad. El crudo es de excelente calidad, entre 40 y 50 grados, parafínico, con presiones de burbujas entre 120 y 200 kg/cm². Una sobrepresión que nos lleva a una presión de reservorio al nivel de 2.500 metros entre 550 y 650 kg/cm². El gas asociado es tremendamente rico en etano, propano y butano, lo que es un valor adicional para este proyecto”.

“Vaca Muerta presenta, en todos los aspectos, características mucho más relevantes y positivas que los *plays* en producción de los Estados Unidos, tanto en gas como en petróleo, espesores mucho mayores, con contenidos orgánicos también similares o mayores, presiones de reservorios mayores: digamos que tiene todos los condicionantes para tener un *shale oil* de excelente calidad y primer nivel mundial”.

“No sólo pretendemos desarrollar esos 428 kilómetros en el norte de Loma la Lata, que posiblemente aporten muchos barriles a las refinerías de YPF en los próximos años: en el parte de producción de ayer teníamos más de 5 mil barriles de producción de este *play* en el tanque pero no nos conformamos con eso, sino que también queremos seguir explorando el resto de la cuenca Neuquina. Estamos trabajando con el resto de las compañías y tenemos una intensa campaña exploratoria como industria, que en los próximos 18 meses nos tiene que llevar a entender este *play* en la cuenca Neuquina”.

“Para concluir: el *shale oil* está cambiando el panorama en los Estados Unidos y muchos países están intentando seguir este camino; en la Argentina estamos mostrando que somos capaces de encontrar uno con características muy superiores”.

“Estos resultados comienzan a confirmar los reportes internacionales, al menos en Vaca Muerta, y nos hacen pensar que quizás en la Argentina podemos replicar lo que se está realizando en los Estados Unidos y depender, quizás cada vez menos de la energía del exterior”.

Javier Gutiérrez Arauz

Propuso cambiar los paradigmas para una recuperación más eficiente.

“Voy a hablar un poco acerca de otro tema, otra oportunidad que vemos: los campos maduros. Y quisiera empezar con una visión muy simplista, utilizando información publicada por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) sobre cómo puede ser un escenario a futuro de la demanda y suministro de líquidos a nivel mundial”.

“Se estima que la demanda mundial puede requerir un crecimiento anual del 0,5% a 1%. Igualmente, de los 86 millones de barriles que producimos hoy a nivel mundial, de todos los campos que han sido cubiertos o están en desarrollo actualmente, se estima que podrían declinar a 3,5 o 4% por año. Eso implica una pérdida de productividad de casi 3 millones de barriles por día anualmente. Al final de dos décadas, podríamos tener una brecha de casi 60 millones de barriles por día. Son números astronómicamente altos”.

“Y aunque nadie sabe cómo vamos a cerrar esta brecha ni con qué tipo de energías vamos a poder hacerlo, lo que sí sabemos es que tendremos muchas oportunidades para nuestra industria”.

“América Latina tiene 1.700 campos produciendo crudo que se vierte sobre el terreno, con volúmenes de 5,3 millones de barriles por día. Pero hay un dato muy sorprendente: el



Javier Gutiérrez Arauz.

45% de estos 1.700 yacimientos y casi 800 campos de producción tienen más de 30 años de historia. Un dato adicional nos dice que en los últimos 5 años se han puesto en producción 150 campos adicionales sobre tierra y sólo estos están aportando aproximadamente 3% de la producción regional”.

“El dato más importante es la recuperación eventual de estos 1.700 yacimientos, que se estima que será del 22% al final de la vida útil de estos yacimientos. Si pudiéramos incrementar este valor a 27%, esto generaría casi 30 billones de barriles de reservas adicionales”.

“En Colombia, Venezuela y la Argentina existe el 80% de la reserva remanente de los campos de crudo de América Latina”.

“En Colombia, un campo ya tiene 85 años en producción y no tiene mucha área, no más de 100 m², pero ha tenido una muy rica historia de producción, llegó a su pico en 1940 con casi 45 mil barriles por día, en la década de 1950 inyectaron agua, en la de 1960 polímero y poco después se pudo ver que empezó una declinación considerada normal para un campo que ya tiene recuperados 400 millones de barriles. En 2006, junto con EcoPetrol, entra un operador internacional, con un plan de inversión enfocado en la aplicación de nuevas tecnologías. Adquieren sísmica 3D, crean un nuevo modelo geológico, perforan y cambian el enfoque de la recuperación secundaria. La producción sube de 5 mil barriles por día, a casi 23 mil. Este campo con 85 años de producción, que había recuperado cerca de medio billón de barriles todavía tiene un remanente de 115 millones de barriles. El factor de recuperación se incrementó de 22 a 28% por una inversión de 400 millones de dólares”.

“En Venezuela cierto campo tiene 60 años de producción de crudo extrapesado de menos de 10° API. Es mediano, de 600 km² y ha sido desarrollado de una forma moderada los primeros 50 años, alcanzó una productividad de 60 mil o 70 mil barriles por día. En 1996 entra un operador internacional que invierte en un plan de 5 años

unos 250 millones y logra un incremento de producción de casi el 50%. Se invirtió en sísmica 3D, se encararon cambios en el modelo geológico y en perforaciones para mejorar la recuperación secundaria. El campo, que en 60 años de producción ya ha recuperado 1,4 billones de barriles de petróleo, todavía tiene por recuperar 1,1 billones”.

“El último ejemplo lo tenemos aquí en nuestro propio jardín: un yacimiento en la cuenca del golfo San Jorge produce arenas cretácicas, con porosidad del 20%, permeabilidad de 10 a 50 milidarcys y tiene más de 50 capas productivas en la parte productiva del área. Tuvo un desarrollo moderado en los primeros 40 años, alcanzó producciones de más 50 mil barriles por día. En 2000 PAE decide acelerar la productividad de este campo: de 2001 al año 2011 incrementó la producción un 45%, de 85 mil barriles por día a 115 mil barriles. Esto tras 50 años de producción”.

“Se cambiaron paradigmas: en una época no se creía que en este yacimiento fuese posible implementar un proceso de recuperación secundaria eficiente. En segundo lugar, la modernización de campos maduros no podría ser justificada. En este yacimiento se disparó sísmica 3D, no sólo en las áreas que ya conocíamos. Basado en ese modelo geológico se desarrolló y se aceleró el plan de desarrollo primario, trajimos tecnologías avanzadas adaptadas a este yacimiento para enfocar completamente un equipo de trabajo en la mejora de la recuperación secundaria. Así pudimos ver los atributos y áreas del campo donde específicamente se pudie-

ron identificar una gran cantidad de pozos que surgieron de la producción del yacimiento en poco tiempo”.

“Las tecnologías que se fueron adaptando al tratamiento, principalmente en secundaria, se diseñaron específicamente para manejar el sistema complejo del yacimiento de Cerro Dragón: en 2000 sólo podíamos inyectar en 7 diferentes zonas; hoy podemos inyectar hasta en 20 diferentes zonas. Previo a 1980, sólo manejábamos unos 5 proyectos de agua, no era un esfuerzo secundario. Se invirtió fuertemente y se pueden ver los resultados: hoy secundaria provee casi el 50% de producción del campo de crudo y casi estamos manejando 900 barriles de producción”.

“Para poder efectivamente hacer estos proyectos, la industria requiere de un marco de trabajo muy específico, que contenga términos contractuales con la inversión que tenemos que hacer, que a veces puede superar la inversión requerida para un desarrollo nuevo. Los campos maduros siempre tienen riesgos que nos podemos encontrar”.

“Tenemos que desarrollar relaciones con los que están implicados en los proyectos, donde tengamos la misma visión y las mismas metas. Debemos tener la oportunidad de traer nuevas tecnologías y nuevos procesos que nos ayuden a lograr los incrementos de producción y de reservas que estamos mencionando”.

“Finalmente, debemos tener un ambiente de inversión con un horizonte suficientemente claro, que no sólo permita recuperar la inversión, sino también generar un retorno que sea competitivo con otros proyectos en nuestros portafolios. Las oportunidades son múltiples en cualquiera de estos países de Latinoamérica. Lo mejor de todo es que no están muy lejos de nuestra propia casa”.

Hugo Repsold Junior

Habló sobre la experiencia del Presalt y el conocimiento que se obtuvo de la exploración y de la experiencia como ventaja competitiva.

“Tenemos posición en una gran cantidad de cuencas en todo el país y una posición mayoritaria importante en las cuencas del S-SE del país. Con 15 mil millones de barriles de reservas probadas, una autonomía en el tiempo con este nivel de producción de casi 20 años, la producción



Hugo Repsold Junior.

ha crecido en todos los años desde el inicio, así como las reservas. Y es un desafío cada vez mayor porque con unos 800 millones de barriles todos los años, es como hacer un descubrimiento de un campo gigante cada vez, apenas para mantener el mismo nivel de reserva”.

“La producción del crudo hoy está en 2 millones de barriles. Los costos de descubrir y desarrollar, cerca de 13 o 14 dólares por barril. Los costos para operar, para producir, cerca de 3 dólares por barril”.

“Las reservas, en su mayoría, son de crudo pesado, aunque está en cambio, los descubrimientos de Presalt, que es el reservorio más profundo, son de crudo más liviano. Pero hoy, la mayoría de las reservas son aún de crudos pesados, con alguna participación de crudos intermedios y apenas 16% de gas. De este gas la mayor parte está asociado a la producción de crudo y apenas el 5% de las reservas son de gas no-asociado. El 40% son reservas probables no desarrolladas: se cree que en los próximos años la producción va a provenir de campos con precisamente reservas probadas y no desarrolladas”.

“El éxito exploratorio es lo que permite que la empresa logre esta *performance*. Una nueva frontera exploratoria nos permite proyectar que en los próximos 10 años habrá posibilidad de mantener la reserva creciente y atender los niveles con esta autonomía y seguir produciendo, desarrollando y pensando la compañía en los próximos 20 o 30 años, que es el horizonte que tenemos, ya que las decisiones que tomamos hoy van a tener sus efectos para ese entonces”.

“Se percibe un crecimiento a tasa del 5,5% en la media todos los años de la producción de gas, que hoy llega a unos 60 millones de metros cúbicos por día en el Brasil. No hay ninguna producción de estos reservorios profundos que tenga más gas, en los próximos años”.

“Para comprender un poco, el Presalt tiene casi 150 mil km², como toda la frontera exploratoria, y hoy apenas 30% de esta área está concedida. Petrobras tiene 26,6% de esta área. Si bien tiene 10 años de actividad, el primer descubrimiento fue hecho en 2007. En estos últimos 4 años se han descubierto entre 8 y 10 millones de barriles, hemos hecho una negociación con el Gobierno para la transferencia de más de 5 mil millones de barriles, lo que nos muestra que en los primeros años ya se tiene potencial para llegar al doble del valor de la reserva que Petrobras tiene hoy”.

“En estos últimos años en la cuenca de Campos se descubrieron casi dos millones de barriles. Tiene casi 30 años de actividad. Esto demuestra que con nuevos conceptos, posibilidades, alternativas, paradigmas, se puede comprender mejor el yacimiento y descubrir una gran cantidad de petróleo que está lejos de ser maduro. Es importante como referencia porque vamos a empezar la primera fase de desarrollo, la exploratoria, relacionada con recolectar información, para tener las muestras de las rocas, comprender el comportamiento de los fluidos en los reservorios. Es crucial conocer e implantar estos sistemas, mirar el comportamiento y también seguir con la misma tecnología que utilizamos en la cuenca de Campos. Creemos que será posible llegar a 2017 produciendo mil millones de barriles del Presalt”.

“Es importante discutir la logística, los desafíos, porque estamos a casi 300 kilómetros de la costa, en algunos puntos llegamos a 400 kilómetros, en un área donde no hay aeropuertos ni puertos ni depósitos y hay mucho que ha-

cer desde el inicio; muchas inversiones como gasoductos, hay algunas soluciones que precisan ser implementadas”.

“Esto es una visión general del Presalt, apenas para decir que hay mucho crecimiento por delante, y eso incluye a las personas; tenemos más de 6 millones de horas de entrenamiento del personal. Y, por otro lado, este crecimiento incluye también a la tecnología: de pozos horizontales, un gran desarrollo de nuevas tecnologías submarinas y el del nuevo centro de investigación con más de 120 universidades trabajando en conjunto y un gran número de compañías también construyendo sus centros de investigaciones”.

“En cuanto a la diferencia de costos entre la extracción convencional *offshore* versus el *deep water* y cuánto se diferencia este último del *shale oil*: más importante que la profundidad es la escala, hoy los costos para desarrollar estos reservorios de aguas profundas están muy por encima de otros reservorios. Entonces, en el período inicial, los costos son mayores con el aprendizaje y el desarrollo de la tecnología. Cuando hay más campos que empiezan a producir, el factor profundidad no es el punto que hace diferencia en los costos: hoy lleva más tiempo lidiar con la falta de logística y la necesidad de algunos equipos, pero con el tiempo estos costos tendrán que ser los mismos”.

Precios y costos

“Cuál es el precio del gas que justifica su producción en *deep waters*: es un tema importante porque la mayor parte de la producción de gas está asociada con la producción de crudo. Hay dos puntos a considerar: primero, se tiene que utilizar el gas para poder producir el petróleo. Tenemos como alternativa la reutilización del gas, e intentamos hacerlo en el inicio hasta como una forma de incrementar la presurización de los reservorios. Pero a futuro, con más campos y unidades en producción, este gas empezará a fluir al mercado, y como estamos muy distantes de la costa (300 o 400 kilómetros), con gasoductos, los costos son más altos. Los precios tienen que compensar estas inversiones. Hoy son muy grandes, en el futuro se bajará el costo del gas por la escala, por el aprendizaje que implica conocer todo lo referente al desarrollo. Pero hoy está más arriba de 4 dólares”.

“Impactos y medidas adoptadas en el marco ambiental por la actividad *offshore* en el Presalt: el impacto hoy es mucho, debido a la preparación de las compañías para atender a todas las exigencias. Tenemos nuestras propias exigencias internas, que muchas veces son más rigurosas que las oficiales. Con las gestiones ambientales hay un esfuerzo inicial de la organización de productores de petróleo que ha involucrado a un gran número de compañías. No es una *task force*, pero hay una división de los esfuerzos para remediar los impactos, y parte de los estudios tiene que ver con prevenir los desastres. Este es el inicio de algo que tiene que seguir involucrando a más empresas, personas, universidades y centros de investigaciones, hasta llegar al día en que no exista posibilidad de que ocurra un incidente como el del golfo de México”.

“*Offshore* para las costas argentinas: siempre el conocimiento aprendido provee un diferencial competitivo para las compañías, la oportunidad de hacer inversiones en áreas donde pocas empresas pueden hacer, así que Petrobras siempre va a considerarlo. El proceso de exploración es parte de la evaluación del potencial de conocimiento de

datos, de la disponibilidad de datos que permitan el proceso decisorio de la compañía. En todos los yacimientos que tienen potencial *offshore*, más allá de su profundidad, seguiremos considerando la oportunidad de invertir”.

“El impacto del *offshore* brasileño en la integración latinoamericana: es un tema muy importante porque la integración pasa en varios niveles. Las empresas proveen materiales, servicios, con las universidades, con la generación de conocimiento, con el intercambio de los combustibles, del gas, que es más fácil, que ya existe como un elemento de integración del Mercosur. Creo que es una oportunidad que existe y depende mucho más del conocimiento. Hoy hay muchas incertidumbres relacionadas con cómo vamos a desarrollar el Presalt. El potencial es inmenso y estamos lejos de comprender cuánto se puede producir y cuánto tiempo va a tomar, pero en todos los niveles, desde el inicio, desde la producción del equipo, de servicio, de conocimiento, de universidades hasta la integración con el intercambio de combustible, las posibilidades integradoras son inmensas”.

Javier Rielo

Expuso sobre el desafío del offshore en la Argentina y de las complicaciones por la logística.

“Me gustaría empezar contándoles qué es lo que hace el Grupo Total en el mundo: está presente en más de 130



Javier Rielo.

países, posee alrededor de cien mil empleados trabajando, un grupo integrado en sus actividades de *upstream*, *downstream* y química”.

“En lo exploración y producción, estamos con una producción de 2, 4 millones de barriles por día, reservas probadas y probables de petróleo y gas de más de 20 años de producción. Y tenemos expectativas de seguir creciendo en producción, el objetivo para el próximo año es del 2,5% anual”.

“Para ello hemos identificado cuatro segmentos principales de crecimiento: LNG (tenemos algunos proyectos

interesantes en Medio Oriente y Rusia); petróleo pesado (tenemos una producción bastante importante en la faja del Orinoco y proyectos significativos en Canadá), *offshore* (la Argentina es uno de los objetivos que tiene el grupo en cuanto al desarrollo *offshore* junto con el Mar del Norte); y *offshore* profundo, sobre todo en la costa oeste de África: Angola y Nigeria. El cuarto segmento de crecimiento es el de los recursos no convencionales, *shale gas* y *shale oil*; hemos empezado con una participación en Cheesapeake, lo que nos dio acceso a las operaciones de *shale gas* en Burnett, los Estados Unidos. Y ahora estamos posicionándonos en Europa (Polonia), China y por supuesto aquí, en Neuquén”.

“En la cuenca Neuquina estamos en dos campos principales, maduros, donde si uno deja de hacer algo empiezan a declinar. Requieren de inversiones intensivas para poder mantener un nivel de producción en Neuquén de cerca de 20 millones de m³ por día”.

“En el mar Argentino, estamos en la cuenca Austral. Tenemos una actividad importante de producción, no sólo *onshore*, sino también *offshore* (el primer desarrollo *offshore* del país), un desarrollo de Hidra, de petróleo. Hemos perforado 86 pozos de exploración y delineación *offshore* en la zona, que va desde el sur de Santa Cruz hasta el norte de Tierra Del Fuego. Hemos adquirido 28 mil kilómetros de línea sísmica 2D y 3.650 kilómetros de línea sísmica 3D. Eso nos ha permitido conocer esta región bastante bien y poder ir definiendo los recursos de los cuales disponemos y cómo podrían llegar a ser desarrollados”.

“A partir de ese trabajo desarrollamos un campo que se llama Hidra: fue el primer desarrollo que pusimos en producción, con dos plataformas: Hidra Norte e Hidra Centro; no están habitadas y se conectan con la costa de Tierra Del Fuego. La producción se trata ahí, el gas es inyectado en el gasoducto San Martín. Y la producción de petróleo es evacuada a partir de una boya de cargamento”.

“Cuando comenzó a declinar, vimos que no podíamos producir el resto de las reservas que tenía el yacimiento porque no podían ser migradas con el tipo de pozo que teníamos en producción así que iniciamos pozos de largo alcance de cerca de 8 mil metros de extensión, para drenar las reservas. Vimos que existían otros yacimientos que no era conveniente desarrollar con métodos tradicionales así que perforamos dos pozos submarinos: son los primeros y únicos en el país que continúan en producción”.

“Cuando vimos que no llegábamos a perforar pozos de largo alcance para lograr ciertos objetivos desde las plataformas, decidimos mudarnos y perforar desde la costa”.

“Trabajar en el *offshore* trae complicaciones, tenemos condiciones inhóspitas en el mar Austral, más inhóspitas que lo que vemos en el mar del Norte. Y es difícil contar con medios logísticos marítimos o plataformas para encarar este tipo de actividades. En cuanto a la logística, cada vez que queremos hacer algo en el *offshore* argentino, se complica y es necesario planificar con mucho tiempo y es sumamente costoso movilizar un equipo de perforación del mar del Norte, hablamos de equipos que cuestan 300 mil dólares por día”.

“Para el futuro, los reservorios no convencionales son un desafío. Hay potencial sobre todo en Neuquén, pero también hay otras cuencas en las que hay que buscarlo. Y profundizar en el *offshore* el conocimiento que nos queda sobre los recursos a desarrollar”.

“El *offshore* de la Argentina no se ha trabajado mucho. Pusimos cuatro plataformas marítimas, dos de petróleo y dos de gas. Estamos produciendo al máximo, pero nos queda mucho trabajo por hacer todavía. Nuestros pozos en el mar son 86, pero para la extensión geográfica del mar Argentino eso no es nada: hay un dominio minero libre muy grande y los permisos que se han entregado a empresas son los menos. Hay que poner a disposición este dominio, para interesar al resto de la industria para explorar, porque nos puede presentar sorpresas”.

“Sobre las emisiones de CO₂: que haya gente que todavía piensa que podemos seguir viviendo con ese tipo de emisión es algo que a nosotros, como productores, nos llama la atención porque trabajamos para reducir esas emisiones al máximo. Eliminamos todo lo que podemos, y nuestro objetivo es el 0%. Estamos tratando de reinyectar ese CO₂, ya tenemos pilotos para reinycción en yacimientos depletados”.

“Caso del *blowout* en el golfo de México: ¿podría haber equipamiento listo para ser utilizado para controlar rápidamente estos hechos? Algo de eso hay. Por lo menos en la Argentina hay dos operadores *offshore*, Sipetrol y nosotros, que tenemos preparado algo, convenios con equipamiento en común, disponibilidades y demás, eso ya está. A nivel de la Prefectura también está organizado. Principalmente, producimos gas, con lo cual, el riesgo está mucho más limitado de lo que pudo producirse en el golfo de México, pero se trabaja. Hay que seguir trabajando y profundizando sin lugar a dudas”.

“Sobre si el LNG viene a sumar o a reemplazar el gas: por ahora está ayudando a abastecer la demanda. A lo que todo el mundo apunta, y lo que los productores y la industria tienen como objetivo, es a que esa participación sea lo menos posible. Así que la Geología y las decisiones inteligentes nos dirán hacia dónde vamos”. ■

Tomás García Blanco es ingeniero en minas por la Universidad de Oviedo, certificado en Ingeniería en Petróleo (Tulsa) e IMD Managing Corporate Resources (Lausanne). Ha desarrollado su carrera en E&P en España, Egipto, Libia, Venezuela y la Argentina, a través de diferentes áreas dentro de Repsol YPF: Ingeniería de campo, de reservorios y de producción; gerente de Desarrollo, de Producción, de Operaciones, de la Unidad de Negocios, director de Staff Técnico, y desde 2006, es director Ejecutivo de E&P de YPF.

Javier Gutiérrez Arauz es ingeniero químico por la Universidad de Tulane, New Orleans, tiene un MBA en Management por la Universidad de Houston B. Con 30 años en la industria, trabajó en Gulf Oil Co, Chevron y Pan American Energy; en los Estados Unidos, Kazajistán, Venezuela y la Argentina. Ha sido ingeniero de yacimientos, producción, perforación y construcción de facilities, Gerencia de Supply Chain Management, Gerencias de Operaciones, Producción y Exploración y desde 2010 es Chief Operating Officer de Pan American Energy en la Argentina.

Hugo Repsold Junior es ingeniero mecánico por la Universidad Federal Fluminense (UFF) y economista por la Universidad del Estado de Rio de Janeiro (UERJ), se especializó en Ingeniería de Petróleo a través del Sector de Enseñanza de Petrobras. Tiene maestría en Planeamiento Energético con énfasis en Economía de la Energía. Con 28 años en la industria, se dedicó a la operación de producción, fue jefe de Plataformas, actividades internacionales de E&P. Actualmente, ocupa la Gerencia Ejecutiva de Desarrollo Empresarial de Petrobras.

Javier Rielo es contador público por la Universidad de Buenos Aires. Ingresó en Total Austral, Sucursal Argentina, empresa del Grupo Total, en 1998 como gerente de Auditoría y Control. Posteriormente ocupó el cargo de gerente de Estrategia de las operaciones de exploración y producción del mencionado grupo en la Argentina. Ha sido director de Desarrollo de Negocios de Total Austral y desde 2007 tiene a su cargo la Dirección General de Total Austral. Lleva más de veinte años en la actividad hidrocarbúrfica; anteriormente trabajó en Bidas, en cargos vinculados a operaciones en la Argentina y el exterior.

