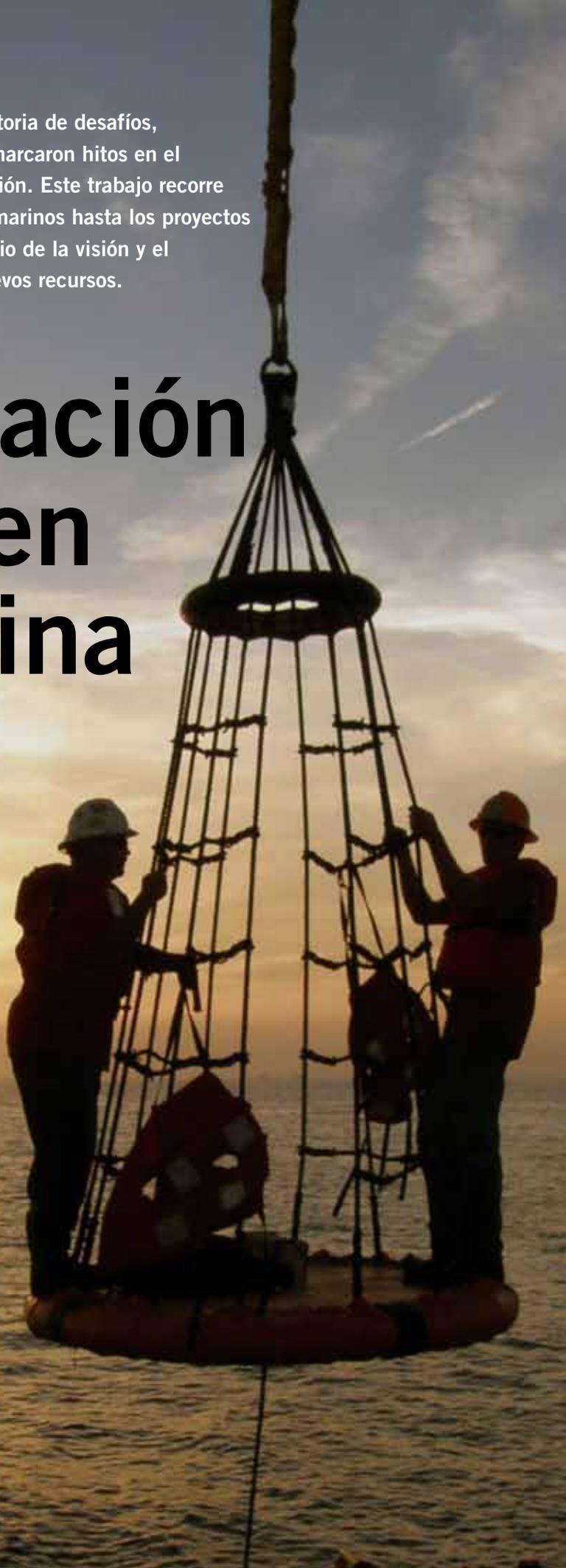


La exploración offshore de YPF es una historia de desafíos, aprendizajes y avances tecnológicos que marcaron hitos en el desarrollo energético de Argentina y la región. Este trabajo recorre los hitos clave, desde los primeros pozos marinos hasta los proyectos actuales en aguas profundas. Un testimonio de la visión y el compromiso detrás de la búsqueda de nuevos recursos.

La exploración *offshore* en la Argentina

Recuerdos en primera persona

Por *Pedro Kress, Fernanda Raggio,
Guillermo Cardinalli y Gustavo Campitelli*



Historias y Memorias de Exploración del Offshore

Pedro Kress

Recientemente, el *offshore* argentino ha ganado protagonismo, con un renovado interés exploratorio a través de una exitosa ronda de licitación en la plataforma externa y el talud. Todos los que estuvimos o estamos vinculados a la exploración petrolera sabemos que no fue siempre así. De hecho, el *offshore* en el pasado se mantuvo siempre a la sombra de las actividades onshore, a diferencia de otros países. Como me explicaba una vez un geólogo con mucha experiencia de Petrobras, que también trabajó en un proyecto *offshore* de Argentina: “Argentina tuvo importantes descubrimientos desde el principio en las cuencas en el continente. En Brasil solamente teníamos campos pequeños en el norte y estuvimos obligados a ir al *offshore*. Todos los geólogos regionalistas sabemos que las cuencas del *offshore* de Brasil son diferentes a las de Argentina, pero si no las investigamos, no sabemos si tienen petróleo o no, aun cuando los plays sean diferentes”.

Han pasado veinte años desde que escuché esas palabras. Como ya dijo el célebre geólogo Wallace Pratt: “Where oil is first found is in the minds of men”; son las ideas que hacen al avance.

Un poco de historia

Argentina se puede jactar de tener uno de los primeros o quizás primeros pozos del *Offshore* del mundo. Fue en Caleta Córdova, en las marismas de Comodoro Rivadavia, donde se vislumbraba la continuidad de las acumulaciones descubiertas en tierra firme hacia la zona de marismas. Se construían plataformas en momentos de marea baja para levantar los equipos de perforación, que luego se unían con pasarelas para poder operarlas aun cuando la marea era más alta. Recuerdo haber visto imágenes de esas torres en medio del agua, en los manuales escolares de la época, junto con otras, con equipos perdidos en la inmensidad patagónica.

La exploración del *offshore* en el Golfo San Jorge fue retomada recientemente. Guillermo Cardinali

describe en otra sección el proyecto y sus experiencias durante la ejecución de este.

Pero no sólo en las aguas costeras de la cuenca del Golfo San Jorge se daba esa expansión al mar. En 1968 hubo un intento de avanzar en todo el *offshore*. El gobierno licitó áreas en las cuencas de Salado, Colorado y Golfo San Jorge. Once áreas cubriendo un total de 90000 km² de acreaje exploratorio, fueron adjudicadas a varias empresas (Agip, Hunt, Kerr McGee, Phillips, Signal, Sun, Tenneco). Se perforaron 15 pozos. Si bien no hubo descubrimientos económicos, se confirmó la presencia de petróleo en la cuenca del Salado (pozo Samborombon A) y en la cuenca del Colorado (Ax-1). En el *offshore* de la cuenca del Golfo San Jorge, el pozo Marta x-1 ensayó 80 m³/d de petróleo.

A partir de principios de los años sesenta, se realizaron una serie de descubrimientos de gas y en menor medida de petróleo en el onshore de Santa Cruz y Tierra del Fuego. A mediados de los setenta, los estudios ya demostraban una alta probabilidad de que el play continuaba en el *offshore*. En 1974, YPF compró una plataforma de exploración para aguas someras en un astillero en Galveston, Texas. Esta plataforma, que se iba a llamar Liberación se hundió en frente de la isla de Trinidad en el trayecto desde el Golfo de México a Argentina. Nunca llegó a destino y hubo varias voces que hablaban de un tema de corrupción en la contratación y compra, que incluso dio lugar a la escritura de un libro que todavía se puede llegar a conseguir en las librerías de anticuario de Avenida Mayo o Avenida Corrientes. La Jack-up “Liberación” solo fue un primer paso, aunque frustrado. Al mismo tiempo existió un ambicioso plan para investigar la plataforma continental con una plataforma semisumergible. En 1975 la plataforma semisumergible “General Mosconi” llegó al país. Construida en Francia, su diseño pentagonal fue revolucionario para la época.

La “General Mosconi” perforó primero para YPF y luego, ya en la década del ochenta, para otros operadores en la plataforma continental. Llegó a perforar más de 30 pozos, entre ellos, los de Puelches y Ranquel en la cuenca del Colorado; 7

pozos en el *offshore* de la cuenca del Golfo San Jorge y el Ciclón es-1, que comprobó el sistema petrolero de la cuenca de Malvinas. No obstante, su mantenimiento era caro, sobre todo porque al poco tiempo mermó el volumen de objetivos a perforar, y fue vendida a una empresa de servicios. Con diferentes dueños, sigue trabajando hasta hoy, como equipo de *workover* en la Cuenca de Campos. Una plataforma gemela a la General Mosconi, no tuvo tanta suerte. Convertida en hotel, la Alexander Kielland se hundió en el Mar del Norte, causando 123 fatalidades, todos, personal que trabajaba en el campo de Ekofisk

A fines de la década del setenta, el gobierno nacional procedió a una nueva licitación de áreas de exploración en el *offshore*. Retomando las ideas existentes desde fines de los sesenta, esta vez el foco fueron las aguas someras frente a Tierra del Fuego: el *offshore* de la cuenca Austral y, al este del Alto de Rio Chico, la cuenca de Malvinas. Las protagonistas de esta ronda fueron Shell (descubrimiento del campo Magallanes frente a la boca del estrecho) y Total (descubrimientos de Vega Pleyade, Aries, Fenix y Carina) frente a Tierra del Fuego.

Hacia fines de los ochenta, comenzó una política de gobierno tendiente a incorporar capital privado a la exploración de hidrocarburos. Este proceso no estuvo ajeno al *offshore* y con una nueva licitación de áreas, Amoco participó en la cuenca del Salado, Union Texas y Shell, operaron bloques en la cuenca del Colorado, Petrobras en la cuenca de San Julian y Oxy en la parte boreal de la cuenca de Malvinas, todos con socios locales, principalmente YPF, en parte coincidente con la privatización de la empresa de bandera, a mediados de los noventa. De la campaña de perforación en los bloques licitados, los resultados más importantes fueron: un ensayo de petróleo en el pozo Cruz del Sur en el rift del Colorado y rastros de petróleo en la cuenca de San Julián, con un relleno muy diferente a lo esperado,

Con la caída histórica del precio del barril, las actividades de exploración de frontera en el *offshore* a nivel global se resintieron. Argentina no estuvo ausente de ese proceso. Pero también fue el momento

en que YPF comenzó a establecerse como empresa internacional. Con la compra de Maxus se consolidó la presencia de YPF en Bolivia y su expansión a las operaciones del offshore somero de Indonesia. El próximo paso sería Brasil

YPF en Brasil: el gran desafío

En Brasil, la empresa estatal Petrobras había marcado un importante avance en la exploración del offshore. Desde su fundación en 1950, se había estructurado como una empresa tecnológica reconocida mundialmente por su capacidad de avanzar a la exploración y desarrollo de descubrimientos en aguas cada vez más profundas. Sin embargo, el capital necesario para un litoral tan extenso como el brasileño era enorme y en 1998, el gobierno brasileño sancionó la “Lei do petróleo” que permitía e incentivaba la participación de empresas petroleras de todo el mundo. Con la creación de la Agencia Nacional do Petróleo (ANP) se estableció un organismo estatal que controlaba tanto la actividad de Petrobras como la de cualquier empresa privada participante del negocio petrolero.

Ya en 1998, comencé a formar parte de un grupo de geólogos e ingenieros para evaluar oportunidades de farm-in de Petrobras. Era complejo, no había mucha información, los paquetes de datos eran muy escasos, los data rooms poco preparados. Petrobras, como huésped, no estaba acostumbrada a mecanismos de “data sharing”. El trato era cordial, pero había una gran incertidumbre.

Las oportunidades eran diversas, tanto de exploración como de entrada a campos maduros. Pero había plazos muy limitados para presentar ofertas. No existía horario. En las oficinas de Buenos Aires, a veces nos quedábamos hasta media noche. Cuando trabajábamos en Rio de Janeiro, estábamos en el piso 31 de un edificio céntrico, en la Avenida Rio Branco. Era la oficina del representante de YPF, cuando YPF ya vendía lubricantes en Brasil, principalmente el de la marca Elaion. El ingeniero que lideraba el grupo, un sábado cerca de la medianoche nos llamó y nos dijo “muchachos, hoy trabajamos hasta bastante tarde. Entonces mañana, domingo, en vez de comenzar a las ocho, vamos a comenzar a las 9:00...”. El problema era que, a fines de octubre, con temperaturas cercanas a los cuarenta grados, durante el fin de semana, en el edificio que trabajábamos, no había aire acondicionado, ni tampoco se reponía el agua. Había que minimizar el uso de los sanitarios, para no agotar las reservas del tanque.

Se analizaron 5 bloques exploratorios, ubicados en las cuencas de Santos, Sergipe Alagoas y Espirito Santo y 6 oportunidades de yacimientos maduros, principalmente en las cuencas de Espirito Santo y Potiguar. Las mayores apuestas eran por las turbiditas y carbonatos “post-sal”.

Con anterioridad a los descubrimientos del pre-sal en la cuenca de Santos, las cuencas más productivas correspondían a las del sudeste de Brasil (Campos, Espirito Santo y Santos). Los plays históricos más productivos del offshore de Brasil se vin-

culan a las turbiditas cretácicas y terciarias, principalmente en la cuenca de Campos. Luego de muchos pozos, con resultados negativos, el descubrimiento de los campos gigantes en el offshore profundo significó un salto importante para el desarrollo de la industria petrolera brasileña. Los principales reservorios son turbiditas terciarias, los cuales fueron descubiertos con el uso de sísmica 3D, una gran innovación para la época. Otros reservorios definidos en aguas más someras corresponden a los carbonatos Albianos (Formación Macae en Campos, Guarujá en Santos y Regência en Espirito Santo), que tienen niveles de producción sensiblemente menores. En todos los casos, la roca generadora son las coquinas y pelitas de la Formación Lagoa Feia depositadas en los grabenes del synrift previo a la apertura del Atlántico. La migración de intervalo generador debe atravesar una espesa capa de sal, que se habría depositado durante las primeras transgresiones marinas. Conforme aumentaba la carga sedimentaria sobre la sal, ésta comenzó a fluir, formando diapiros con incremento de espesor, al mismo tiempo que depresiones o minicuecas donde la sal era expulsada. En ocasiones, estas depresiones quedaban con un espesor de sal muy reducido formando “janelas” o ventanas por donde el petróleo migraba hacia la sección “post-sal”, a las trampas con reservorios carbonáticos y clásticos suprayacentes.

Casi todos los campos marginales ofrecidos en el onshore estaban vinculados con reservorios en el synrift, con largos historiales de producción. Aún sin datos sobre el estado de las



Izquierda: La Jack-up North Star. Perforación back to back de los prospectos Sabiá y Uirapurú: primer pozo operado por empresa extranjera en Brasil. Derecha: A bordo de la North Star.

instalaciones no mostraban un potencial remanente interesante.

De todo este screening salió la operación del bloque exploratorio BES-3, en el offshore somero de la cuenca de Espirito Santo. Adelantándose en el tiempo, en el 2000, YPF perforó el primer pozo realizado en Brasil por una empresa extranjera en este nuevo escenario. Luego de registrar un cubo 3D, se identificaron varios prospectos. Dos locaciones fueron priorizadas. Los proyectos llevaban los nombres de pájaros autóctonos: Uirapurú y Sabiá.

El primero en perforarse fue el Uirapurú, que llegó a una profundidad de 4020mbkb. El objetivo de este pozo era un apilamiento de turbiditas eocenas y cretácicas superiores. (Formación Urucutuca). El pozo tuvo manifestaciones de petróleo en el Oligoceno y confirmó las turbiditas eocenas y paleocenas con gas y petróleo, pero con malas condiciones petrofísicas debidas principalmente a diagénesis.

El Sabiá fue el segundo pozo en perforarse e investigó toda la columna hasta los 3100 mbkb. En este caso, el objetivo principal eran turbiditas eocenas confinadas en un cañón y como objetivo secundario carbonatos (Formación Barra Nova, equivalente a Macaé) en un cierre estructural. El pozo encontró las turbiditas saturadas en agua con algo de gas y los carbonatos con petróleo liviano y gas. El intervalo no pudo ser testeado adecuadamente por razones técnicas, pero por los resultados preliminares el pozo fue declarado descubridor no económico.

Volviendo a los inicios, al igual que YPF, otras empresas entraron en opciones de farm-in de Petrobras. YPF se asoció con Unocal en la cuenca de Campos, y con Santa Fe Energy en la cuenca de Potiguar. Por primera vez en muchos años, YPF estaba directamente involucrada en operaciones en offshore, un desafío que se sumaba al de estar en un país culturalmente diferente y con escala de trabajo distinta. A fines de 1998 habíamos firmado acuerdos de operación conjunta en tres bloques exploratorios y un campo marginal.

En 1999 se abrió la Ronda 1 de licitación del Offshore. Para YPF, una estrategia compleja. No teníamos muchos antecedentes en el offshore para calificar y había que preparar

un sinnúmero de documentos. El grupo era pequeño: éramos no más de cuatro o cinco personas que trabajábamos activamente en el proyecto. Estuve muy en contacto con los ingenieros y geólogos de Maxus en Indonesia, que hasta ese momento era la rama "offshore" de YPF. El internet no funcionaba muy bien, y la capacidad de los mails, en su época el Lotus Notes, era bastante limitada. A veces necesitábamos rápidas respuestas y, por la diferencia horaria, la única manera era esperar hasta altas horas en la oficina.

Por otro lado, era hora de generar alianzas con empresas operadoras globales del offshore, decididas a avanzar en Brasil. Más allá de Petrobras hicimos reuniones con Unocal, Agip y Texaco. La expectativa era crear sinergias y una curva de aprendizaje empinada para poder operar en pocos años en aguas profundas.

A mediados de 1998, el precio del barril de petróleo había llegado a menos de 12 USD. Aún así la apertura del sector petrolero de Brasil había despertado la atención de muchas "majors" del negocio. Eran momentos de tomas de decisiones muy rápidas, en circunstancias que cambiaban de un día para otro. No sólo que no estábamos muy familiarizados con los temas legales y contractuales en Brasil, sino que también los mismos cambiaban, en la medida en que avanzaban las reglamentaciones de la licitación. A veces era más importante evaluar correctamente el impacto de algún impuesto sobre la eventual producción y el compromiso de contrato local, que los aspectos geológicos y geofísicos de una oportunidad de inversión.

Llegó junio del 99, con la primera licitación de bloques exploratorios. La ANP había prefijado un compromiso de trabajo mínimo y la apuesta se definía mediante el bono a pagar por el bloque. Los bloques a licitar se distribuían en todo el offshore, desde la cuenca de Potiguar en el margen ecuatorial hasta la cuenca de Santos.

Los que habíamos hecho la evaluación técnica en Buenos Aires, seguíamos los resultados. Habíamos establecido nuestro ranking entre todos los bloques. Sabíamos cuáles eran los bloques elegidos, pero no cuánto finalmente se iba a apostar a cada uno de ellos.

YPF con sus socios operadores salió ganadora, con mínimas diferencias frente a otros oferentes, en 4 bloques: dos de ellos ubicados en la prolífica cuenca de Campos, uno en la Cuenca de Espirito Santo y otro en la cuenca de Camamú Almada, al sur de la ciudad de Salvador. Fueron momentos de mucho suspenso, sobre todo cuando en un bloque ganamos por una diferencia del bono de menos de 50000 USD entre nuestra oferta y la siguiente. A diferencia de las rondas argentinas, el programa de trabajo estaba prefijado y la adjudicación dependía principalmente del bono a pagar además de otras variables, como componentes de mano de obra e industria local, etc.

La prensa brasileña consideraba a YPF como un jugador serio en esta nueva apuesta a la exploración del offshore.

Era momentos de hacer las valijas para el traslado. A principios de julio me instalé en Río de Janeiro, junto a un grupo de tres personas más: el geofísico Ricardo Gerster, el gerente Jorge Baldi y el director, Mateo Turic. El desafío era grande. Era todo nuevo, todo por hacer.

1999 fue el año en que YPF pasa a ser Repsol-YPF. Repsol había hecho su propia evaluación de oportunidades de la primera Ronda en Brasil. De repente había nuevos jugadores, nuevas líneas estratégicas.

Fueron muchas las reuniones, las decisiones, una curva de aprendizaje empinada teniendo como socios a Petrobras, Agip y Chevron-Texaco. El tiempo avanzaba. La primera sísmica 3D registrada en Offshore – todavía propietaria. Pronto comenzaríamos a familiarizarnos con la sísmica SPEC, no propietaria, estudios de impacto ambiental, línea bases, impacto social de las operaciones, etc. La simple escala de un proyecto offshore y todas las eventualidades que había que tener en cuenta era todo un mundo nuevo.

En las oportunidades exploratorias, la geología también tenía sus diferencias. Comprender las estructuras diapíricas no era sencillo. Pronto veríamos que los conceptos que muchas empresas traían desde el Golfo de México no aplicaban al offshore de Brasil: había que abrir la mente, ver nuevos modelos, validar y revisar interpretaciones, al ritmo en que ingresaban miles de kilómetros cua-



Buque perforador en la locación del prospecto Peroba (offshore profundo de la cuenca de Campos) poco antes de aterrizar. Log con el intervalo perforado con muestra de petróleo (carbonatos de la F. Macaé)

drados nuevos de sísmica 3D para interpretar. Se contrataron profesionales locales, una nueva “turma” (promoción) para formación técnica, geólogos y geofísicos. Consultores ayudaron con su experiencia.

Comenzaron las reuniones técnicas con los socios. Los primeros contratos de perforación fueron “turn key”, o sea todo incluido. Pronto aprendimos que esa opción no era ideal, ya que dejaba poco espacio ante eventuales cambios en el diseño del pozo. Se contrataron especialistas – había pocos en el mercado, porque tradicionalmente todo lo manejaba Petrobras.

Llegaron las primeras operaciones en los pozos de aguas profundas: el prospecto Peroba, en la cuenca de Campos, a más de 300 km de la costa y en aguas de más de 2000 m. Me acuerdo del viaje interminable en el helicóptero, partiendo del hub de Macaé, pasando primero sobre la franja productiva con todas las FPSO de los campos gigantes de Marlim, Bijupirá-Salema y Roncador a la distancia. Luego, por horas que se perdían en el ruido del rotor, la inmensidad del Atlántico. Algunas turbulencias agitaban a nuestro medio de transporte, demostrándonos la fragilidad de nuestra existencia. Obviamente todos llevábamos chalecos, pero en esta inmensidad no parecían suficientes. Finalmente, un punto en el horizonte que rápidamente se agrandaba. Era el barco perforador, gigantesco cuando el helicóptero se acercó. Esa mañana habíamos visto el reporte diario del pozo en Macaé. Estábamos cerca del nivel objetivo. Cuando llegamos había petróleo en zaranda. Gran opti-

mismo. Luego, la realidad. El net pay de 20 m no era suficiente para que sea rentable el desarrollo. Habría que esperar más descubrimientos en la zona para hacer un tie back que torne económico el resultado.

Otro pozo de aguas profundas fue perforado por Saipem para Agip, el operador, en asociación con YPF. El prospecto Jambo, nombre tomado de una fruta tropical, se ubicaba a 2000 m de agua en la cuenca de Campos y con una profundidad final de 5065 m. El prospecto era una típica estructura en tortuga en una minicuenca rodeada por paredes salinas. Los reservorios consistían en tres niveles de canales turbidíticos. El mayor riesgo era el timing y la migración. La roca generadora en la cuenca de Campos se ubica por debajo de una espesa capa de sal, res-

ponsable de las estructuras por procesos diapíricos. A pesar de que dos de los niveles tenían petróleo liviano, el volumen no era económico. Todo indicaba que la migración era insuficiente.

En el 2000 participamos nuevamente en la Ronda. Competitiva en extremo: Brasil había adquirido la fama de un hot spot exploratorio. Ganamos un bloque, en asociación con Petrobras y British Gas. El bloque estaba ubicado en la cuenca de Santos. Hoy integra el core área del pre-sal.

Antecedentes e inicios del “pre-sal”.

La historia de este bloque en la cuenca de Santos no deja de ser curiosa. Petrobras había definido un

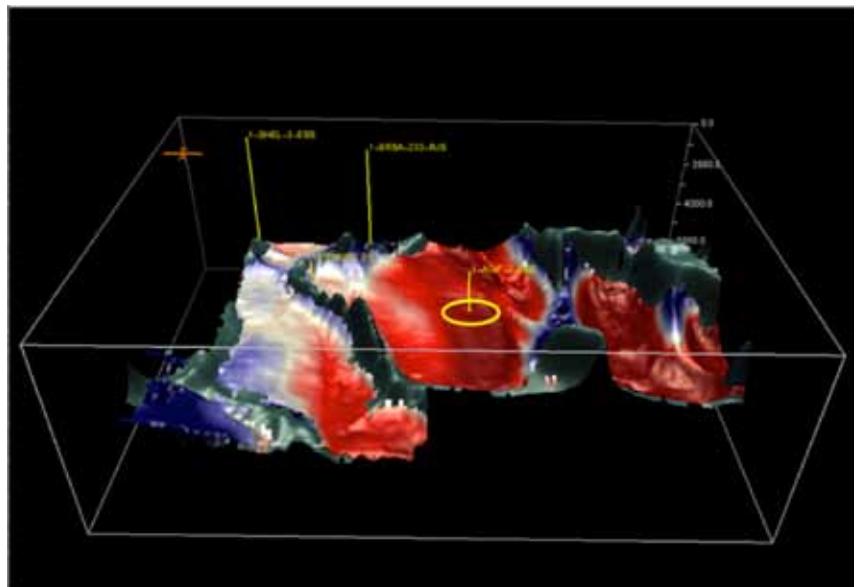


Imagen 3D del prospecto Jambo en una minicuenca rodeada de paredes salinas.

cluster de 4 bloques de alto riesgo para explorar turbiditas, sobre una capa de sal, altamente deformada, a semejanza de la cuenca de Campos. La idea era compartir este riesgo con socios de primera línea, entre ellos YPF. Con posterioridad a la licitación, a unos 500 km (!) del bloque ganado con Petrobras y British Gas como socios, Petrobras perforó un intervalo que mostraba continuidad estratigráfica de ese pozo hasta el bloque y quedó demostrado que lo que parecía un relleno clástico de minicuenas, en realidad eran todas facies salinas de diferente solubilidad. Con eso, el objetivo turbidítico post sal, tan común en la vecina cuenca de Campos, quedaría descartado. Sin embargo, la nueva sísmica 3D registrada, en su época el mayor cubo continuo de sísmica 3D del mundo, mostraba enormes estructuras de rift por debajo de la sal. Nadie sabía qué tipo de litología se iba a encontrar, pero el concepto era buscar depósitos clásticos en los bloques altos, alimentados por roca generadora lacustre ubicada en los grabenes adyacentes. Eventualmente, niveles de coquina, que ya se conocían en la cuenca de Campos como reservorio en aguas someras podrían ser otro objetivo. En ese momento era una apuesta de altísimo riesgo, difícil de defender ante los niveles de toma de decisión. El tema era, si íbamos a continuar en el bloque en el segundo período exploratorio, donde se comprometería la perforación de dos pozos exploratorios. Repsol-YPF se quedó en el bloque y junto a Petrobras se perforaron los primeros pozos. Había que tomar importantes recaudos para atravesar más de 2000 m de sal con comportamiento incierto para llegar al objetivo, que se vislumbraba como un conjunto de bloques rotados por fallas extensionales. Lo demás es historia de un éxito conocido.

Repsol YPF y el Offshore de España.

Comenzaba una nueva etapa: el grupo original del offshore de Brasil fue disuelto. A fines del 2004 fui trasladado a Madrid para trabajar en proyectos offshore de España. Había un grupo, dedicado a los descubrimientos en el Mediterráneo asociados a trampas en estructuras de karst como el pozo de Casablanca. Con

mi llegada se creó un segundo grupo, dedicado al offshore Atlántico en la cornisa cantábrica. La misma correspondía al límite norte de la placa ibérica que al colisionar contra Europa generó los plegamientos y el cierre parcial del Golfo de Vizcaya. En ese proceso de cierre, fuera del área con más acortamiento, se produjo la inversión de las estructuras del margen pasivo del Golfo de Vizcaya (plataforma de Landes). Allí había turbiditas conglomerádicas carbonáticas, de edad Albiana (Urgoniano) posteriormente plegadas. Algunos trenes estructurales habían sido perforados, pero el intervalo mineralizado de la sección reservorio era muy delgado. Se esperaba que en un cierre mayor hubiera turbiditas de mayor extensión. Era un caso interesante de una faja plegada en offshore. El proyecto se llamaba Xana, la denominación provenía de una figura mitológica asturiana: una hechicera con poderes de cambiar el destino para bien o para mal. Lamentablemente, luego de registrar una sísmica 3D, con una mejor visualización de los datos, las dimensiones de las acumulaciones no eran económicas. El bloque fue devuelto.

Pasé a trabajar en Estudios Regionales para Nuevas Áreas. En Madrid de alguna manera seguí vinculado al Offshore, analizando principalmente oportunidades en Indonesia, Australia, pero también en la costa Atlántica de Canadá. A partir de 2010, transferido de vuelta a Buenos Aires,

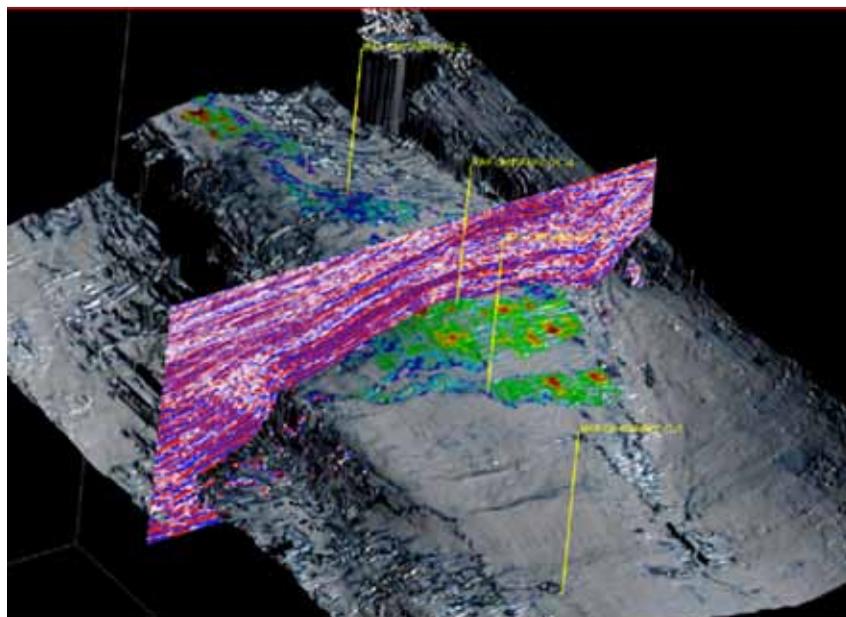
cambié de geografía con análisis de rondas y oportunidades exploratorias en Colombia, Perú y el onshore de Brasil. A mediados del 2012 pasé a formar parte del grupo de Offshore en Buenos Aires.

Offshore en Argentina: retomar un largo camino

Mientras que YPF y luego Repsol-YPF participaban activamente en Brasil, considerado uno de los focos globales de actividades en el offshore, en Argentina también se avanzaba.

En la cuenca del Colorado, luego de las perforaciones en el rift que subyace a la plataforma continental, los estudios de YPF se centraron en lo que se llamó el Alto Externo, una estructura que formaba un límite entre los grábenes de la cuenca interna del Colorado y el talud continental. Se registró una sísmica 2D y luego otra 3D. Con la 3D, en 2008 se definieron prospectos "ready to drill". Pero la coyuntura aún no era favorable para un nuevo pozo en aguas profundas.

Por otro lado, en el sur de la cuenca de Malvinas se estudiaron turbiditas terciarias en el antepaís de la faja plegada, continuación de los Andes Fueguinos en el offshore. También se registró sísmica 3D y en 2012 YPF perforó el primer pozo de aguas profundas en Argentina. El resultado negativo desalentó una consecución inmediata de la exploración del offshore profundo.



Estructura de Xana: (inversión tectónica) de carbonatos y turbiditas Albianas

Casi al mismo tiempo, en las aguas someras que cubren el offshore de la cuenca del Golfo San Jorge se definieron una serie de objetivos exploratorios.

En 2008 YPF en asociación con Petrobras participó en una licitación de los bloques offshore en Uruguay. Se ganaron 2 bloques. El Área 03, adyacente al límite internacional con Argentina, en la boca del Río de la Plata fue operada por YPF con Petrobras y Petrogalp como socios, y el Área 04 con los mismos socios, pero operada por Petrobras. Luego de la interpretación de un mallado de sísmica 2D, se decidió realizar una sísmica 3D cubriendo los principales prospectos. Sin embargo, al avanzar para una perforación, el proyecto no se ajustó a los requerimientos de portfolio de la compañía. El bloque fue devuelto a ANCAP, la petrolera estatal uruguaya.

Con el gerenciamiento de Nestor Bolatti, el offshore prosigue, en momentos complejos estratégica y económicamente. En 2018, se llegó a motorizar, luego de muchos años, la primera ronda del Offshore, con participación de importantes empresas de presencia internacional en el offshore. El grupo offshore de YPF tuvo un papel importante en definir iniciativas privadas y colaborar con el diseño del primer mallado sísmico SPEC que cubre a todo el talud argentino y Cuenca Malvinas, que antes solo contaba en su mayor parte con información muy espaciada y de baja resolución sísmica.

Por otro lado, a partir de 2015, Ricardo Gerster, Gonzalo Flores, Nestor Bolatti y el que suscribe comenzaron a participar en un proyecto del IODP dirigido a perforar un pozo con fines científicos en el talud argentino. El IODP (international Ocean Discovery Program) es un organismo de presencia internacional dedicado a la investigación científica de los océanos. El proyecto ha atravesado varias etapas, con sucesivas revisiones y cambios de líderes, pero el equipo de offshore de YPF ha realizado un esfuerzo colaborativo con reconocidas entidades académicas, entre ellas la University of Texas A&M (EEUU), University of Oxford, (Reino Unido), University of Oslo (Noruega), el Instituto Geomar (Alemania), etc.

Otra colaboración importante del grupo offshore estuvo relacionada con la delimitación del límite externo de la plataforma continental argentina. El COPLA (Comité Nacional del Límite de la Plataforma Continental) requirió la ayuda de YPF para establecer los criterios geológicos y geofísicos, que ayudaron a definir la línea base para este límite, que significó una importante ampliación del territorio argentino.

Asimismo, a través del centro de investigaciones de YPF, el Y-Tec se mantiene una estrecha colaboración científico-técnica con el proyecto Pampa Azul, principalmente a través de las campañas del barco RV Austral, su mayor plataforma de estudios científicos.

La historia del offshore prosigue. Pero esto ya no es memoria sino presente.

Algunos protagonistas cambian, otros permanecen, y una nueva generación se incorpora y crece.

Dedicado a todos los colegas del equipo Offshore de YPF en el pasado, presente y futuro.

Buenos Aires, junio 2021

A continuación, las contribuciones de Fernanda Raggio, Guillermo Cardinali y Gustavo Campiteli ilustran los desafíos y complicaciones de tres operaciones que marcaron hitos en las actividades del offshore de YPF.

Offshore Golfo San Jorge

Guillermo Cardinali

A parte de ser una de las cuencas con mayor producción acumulada en el onshore, también tuvo un protagonismo temprano en el offshore. Fue en la zona de las marismas, en Caleta Córdova, en la década del treinta donde comenzaron las primeras operaciones marinas del país. En esos años ya se venía explotando, con mucho éxito, los alrededores de la ciudad de Comodoro Rivadavia, principalmente los niveles descubridores de petróleo de la cuenca pertenecientes al terciario. Estos dieron origen a distintos yacimientos, a los que posteriormente se sumarían las Formaciones del Cretácico con objetivos más profun-

dos. Estas se constituyeron como las principales formaciones de interés que en los distintos yacimientos dieron lugar a las grandes acumuladas y llevando un centenar de años de producción continuada.

En la década del treinta, lo que hace al yacimiento Caleta Córdova en el onshore, los geólogos del momento consideraban que el modelo geológico debería tener continuidad en el mar. Esta idea llevó a YPF a materializar la forma de poder perforar en la zona intermareal. Se construyeron plataformas fijas donde se montaron los equipos de perforación y terminación, y donde posteriormente quedarían las bocas de pozo, que mediante un sistema de pasarelas interconectaron los distintos pozos mediante cañerías de conducción logrando así la evacuación a tierra de la producción.

Mucho años después, el gobierno decide realizar la exploración de la porción offshore más profunda del Golfo San Jorge. Se realizan dos campañas entre los años 1970-73 y 1977-79. A lo largo de estas, se perforaron 24 pozos, con 6 son descubrimientos, aunque sub-comerciales (el pozo Marta x-1 es el único que verifica un caudal de 80 m³/d, también sub-comercial para el offshore). Por diversos motivos, la actividad offshore en el Golfo no prosigue y dado que en Chubut y Santa Cruz la actividad onshore daba buenos resultados, tanto la exploración como el desarrollo con descubrimientos de nuevos yacimientos o que ampliaban los yacimientos existentes. Estas evidencias podríamos decir que llevaron al olvido al offshore del Golfo por muchos años.

Vale aclarar que la madurez exploratoria en el offshore era muy baja, los resultados eran poco alentadores, la logística necesaria distinta e inexistente en el país, los costos significativamente más altos que en el onshore y por los resultados obtenidos hasta el momento no se vislumbraban productividades significativas que lo hicieran económico.

En conclusión, había petróleo más fácil y menos costoso en tierra que no alentaba a realizar inversiones en exploración en el offshore con alto riesgo y costo.

Pasaron los años y se mantuvo un alto nivel de perforación explora-

toria onshore, con descubrimientos que cumplía con el índice de remplazo requerido por la compañía. En 1999 se produce la venta de YPF con la creación de Repsol-YPF y esto impacta en la estrategia de la compañía para el Golfo. El onshore ya entraba en un estado de mayor madurez, por lo que se decide reorientar la exploración en busca de asumir mayor riesgo para obtener grandes premios

La actividad exploratoria onshore de Golfo San Jorge se ve reducida y se comienzan a evolucionar antiguas ideas y modelos para el offshore. Ahora el objetivo ya no era el terciario como antaño sino el grupo Chubut. El gestor de evolucionar estas ideas llevadas a modelos geológicos fue nuestro querido colega y amigo Ricardo Clavijo, un enamorado de la cuenca del Golfo y gran conocedor de su geología con una experiencia petrolera del subsuelo como pocos.

Ricardo empieza a plantear la continuidad del modelo geológico de fallas y bloques para los yacimientos del flanco Norte como Campamento Central, Cañadón Perdido, Escalante entre otros, que llegaron a acumular enormes volúmenes de petróleo. Se conforma así, allá por el 2004, el grupo de estudios de Exploración denominado "Offshore Golfo San Jorge" liderado por Ricardo.

El proyecto comienza por tanto con un gran volumen de información onshore como sísmica 3D, mapas estructurales ajustados por pozos, información de pozos, mapas de acumuladas y de tendencias, pero con una falta de información en la zona intermareal y solo un cubo de 3D offshore con muy pocos pozos y saltuarios.

En base a interpolaciones con el onshore, se construye un modelo prospectivo para el offshore. Sin embargo, seguía existiendo un paradigma que era encontrar pozos con producciones excepcionales. El proyecto no cerraría económicamente con solo encontrar volúmenes como los promedio de las acumuladas de tierra. La pregunta del millón era si existían "sweet spots", con pozos que produjeran los caudales requeridos y llegaran a acumular en un tiempo corto lo suficiente para cumplir con el pozo tipo diseñado en función de la economicidad del



Pozos con pasarelas en Caleta Córdova.

proyecto.

Se trabajó analizando las acumuladas de los pozos, identificando una gran cantidad de sondeos con grandes volúmenes acumulados. Se identificaron las características petrolíficas y su posición estructural, lo que ayudó a definir posibles posiciones para evaluar las estructuras con potencial en el offshore del flanco Norte.

Fueron seleccionadas cuatro estructuras que pasaron a conformar el proyecto Aurora (en honor a una queridísima asistente técnica de la gerencia de Exploración de Comodoro Rivadavia, la señora Aurora Cortez). El proyecto llevo a perforar cuatro pozos, uno por estructura, que se denominaron Aurora x-1, Elizabeth x-1, Silvia x-1 y Alicia x-1, en homenaje a cuatro invaluable e incansables mujeres, asistentes del equipo de Exploración de YPF Argentina.

Se continuó nutriendo el proyecto con nuevos estudios geológicos y también simulaciones dinámicas de reservorio buscando reducir los riesgos. Comenzó también una conceptualización de la ingeniería del proyecto que incluía desde la exploración hasta el full desarrollo.

Pero además el proyecto debía cumplir con el factor más importante que era, que la evaluación económica tuviera una rentabilidad positiva.

Finalmente se consideró que el

proyecto contaba con madurez y cumplía con la economicidad como para que la inversión fuera aprobada por parte de la alta dirección.

Se logro la aprobación del proyecto y comienzan dos tareas muy distintas, pero ambas muy importantes, una la búsqueda de un socio para conformar una UTE y disminuir exposición financiera y la otra realizar la búsqueda y contratación de todos los servicios que permitieran la perforación de los cuatro pozos offshore.

La primera de las tareas se cumplió, conformando una UTE con Petrobras Argentina para la exploración de CGSJM-1.

Como ya se mencionó la actividad en el offshore en Argentina era mínima, donde solo Total Austral tenía una operación activa de perforación y de tendido de instalaciones, ocupando lo poco que existía en el país para llevar adelante la misma. Era necesario conformar un equipo multidisciplinario encargado de identificar, dar especificaciones, buscar a nivel internacional y contratar todo lo necesario. Esto fue desde el Jack up, una boya para registrar datos meteoceánicos, helicópteros, remolcadores, unidades de mudlogging de offshore y Unidad de perfilaje offshore y herramientas de perfilaje en alquiler para el offshore, cabezales de pozo, casing, trépanos, productos para el lodo, contratar una compañía para realizar re-



Jack-up transportada desde Brownsville (Texas) hasta el Mar Argentino en el Buque Talisman

gistros de fondo marino con tomas de muestras para el asentamiento del Jack up, también hubo que construir un almacén y montar una oficina en el puerto para toda la logística, además de una extensa lista de elementos muy larga de detallar para poder realizar las perforaciones y terminación de los pozos.

Pero no solo se requerían materiales y equipos, sino también permisos ambientales, de la provincia, de la comunidad de la ciudad de Comodoro Rivadavia, de las compañías pesqueras que desarrollan su actividad en el Golfo San Jorge, de la Prefectura Naval Argentina, de Fuerza Aérea, del Aeropuerto y de los sindicatos entre los que estaban Petroleros y el SOMU (Sindicato de Obreros Marítimos Unidos).

Sin entrar en todos los detalles que alargarían demasiado esta sección, podemos decir que se contrató un Jack Up a la compañía Diamond Offshore de USA que se encontraba en construcción en un astillero de Brownsville-Texas sobre el Golfo de México y que debería estar lista y transportada para perforar el primer pozo antes de fin del año 2008 y así poder cumplir con los plazos comprometidos del bloque CGSJM-. Además, se compró una boya para mediciones meteocéánicas que hubo que colocar en un lugar representativo de Golfo San Jorge, se trajeron dos helicópteros y dos remolcadores de USA, los casings, algunos provenientes del exterior, la unidad de mudlogging de

Brasil y la de perfilajes con sus herramientas también de Brasil, el Packer de Alemania, etc, etc y etc.

El rompecabezas fue infinito, pero se fue armando. Es importante aclarar que para poder viabilizar económicamente el proyecto, éste se compartió con otro proyecto de la UTE YPF-Sipetrol Argentina. Sipetrol perforaría dos pozos del proyecto Helix en el bloque E1, en el offshore de cuenca Austral a la altura de la boca del estrecho de Magallanes. La contratación fue conjunta y hubo que alinear los intereses-tiempos de cada operadora y compatibilizar las normativas de contratación de ambas, que fue una tarea no menor.

Finalmente llego el momento de esperar la llegada de la Jack Up, cuando nos estábamos aproximando a la fecha de salida de astillero de la Ocean Scepter comenzaba la temporada de huracanes en el gofo de México y había uno que se dirigía en dirección al Sudoeste de Texas, directo a Brownsville. Que más nos podría faltar...

Como podrán ver se realizó muchísimo trabajo para poder materializar el proyecto, teníamos los programas, materiales, equipos y toda la logística para perforar y evaluar a pozo abierto el potencial de cada uno de los pozos, pero seguía existiendo la gran incógnita. Una evaluación convencional con la metodología en uso en el offshore, con los resultados del mudlogging, del perfilaje con medidas de presión y toma de fluidos determinaría un net pay, pero

esto no nos aseguraba la productividad requerida para el pozo.

La clave de la productividad

A lo largo de todo el proyecto, la productividad del pozo era fundamental y teníamos que hacer algo más para asegurarla para pasar a la delineación y luego al desarrollo con más datos, no teniendo que asumir el riesgo de no lograr la productividad cuando ya fuera tarde.

Esta pregunta solo se podría responder realizando ensayos de formación, como antaño con el olvidado DST, práctica que actualmente en el offshore por seguridad e integridad de la plataforma y sus personas se encuentra absolutamente prohibido.

Normalmente, en las operaciones de offshore, luego de un descubrimiento se abandona el pozo y se perforan otros sondeos, para evaluar adecuadamente la economicidad del proyecto, o bien se hacen ensayos de larga duración para evaluar el comportamiento del reservorio. Por razones de costo, estas alternativas no eran viables.

Cómo se podría resolver la mayor de las incógnitas, en una cuenca como el Golfo San Jorge donde. Como muchos saben, los reservorios son subpresionados y con petróleo subsaturado, de modo que casi siempre es necesario pistonear para evaluar su capacidad de producción.

Tomar la decisión de pasar a la etapa de delineación y comenzar a trabajar en la ingeniería para el desarrollo del descubrimiento implicaría inversiones muy grandes (compras de equipos, materiales y comenzar a realizar construcciones), antes de tener resuelto el tema de la productividad. Seguíamos buscando la alternativa de lograr un resultado indiscutible, por sí o por no, para la evaluación del proyecto, una vez perforado el pozo.

Para resolver este tema se trabajó con múltiples alternativas, analizando las debilidades y fortalezas de cada una y su posibilidad real de ejecución. Finalmente, el equipo concluyó que una vez que identificado en uno o más pozos el net pay mínimo requerido, consistente con la posible presencia de un Sweet Spot, se realizaría la terminación a pozo entubado. Pero aun así, alivianar la

columna y dejarlo fluir por su propia energía, tampoco daría información concreta acerca del potencial de producción. La solución a la que se llegó fue particular. Se tomó la decisión de realizar un ensayo de producción, como si el pozo ya estuviera en desarrollo. Se conformó un equipo multidisciplinario entre Exploración, ingeniería de Reservorios y Producción para diseñar una instalación de producción a bajar al pozo consistente en bomba electro sumergible (ESP).

Con el ensayo se definirán los parámetros críticos que respaldarían el pasaje a la fase Piloto, certificando el net pay, caracterizando los IPR de las zonas testeadas y los parámetros de reservorio en el entorno del pozo, se estimaría una producción acumulada para la zona testada y el potencial final del pozo que fuera compatible con las acumuladas promedio requeridas para la economía del proyecto.

El programa fue aprobado internamente y también por Petrobras Argentina nuestro socio, que acompañando con la decisión. Creo interesante comentar que realizar una evaluación de este tipo era sin duda algo totalmente inédito para el offshore de Argentina y probablemente también a nivel mundial para un pozo exploratorio.

Así que comenzaba una nueva tarea conseguir y contratar todos los elementos que requería el programa de terminación para armar este diseño, además coordinar con la compañía dueña de Jack up para que su plataforma que hasta ese momento no

había perforado ningún pozo y que estaba destinada solo a perforar realizara esta terminación fuera de su rutina y de lo común. Esto se podría llevar a realizar en el primer pozo a perforar, el pozo Aurora x-1.

Se bajaría por lo tanto una instalación de producción consistente en Sistema Electrosumergible (ESP) "Centrilift", compuesta por un variador de frecuencia VSD + transformador elevador, una bomba resistente a la abrasión con motor de 154 HP, un sensor de fondo (temperatura y presión de entrada a la bomba). Se fijaría un packer con pasaje eléctrico, además de montar una BOP especial que permitiría el control del pozo en superficie, permitiendo el pasaje del cable de energía de la bomba. La bomba tendría una capacidad entre 80 - 310 m³/d.

Finalmente, para la fecha prevista llego la plataforma al golfo San Jorge, a la zona de caleta Paula, después de haber soportado el huracán transportado por el Talisman un "Dry Tow" donde venia cargada. Se alistó y se posicionó el Jack up en una profundidad de 90 m de agua. Comenzaría la perforación del pozo YPF.CGSJM1.Au.x-1 (Aurora).

La perforación se desarrolló según el programa, sin mayores inconvenientes operativos. Se perforo y entubo la cañería guía cubriendo gran parte de Terciario. Se retomó la perforación ya en la fase objetivo, se atravesó lo que restaba del Terciario y la parte superior de la formación Yacimiento El Trebol (K) sin manifestaciones de hidrocarburos. Comenzaba

un cierto nerviosismo. Justamente cuando se estaba atravesando estos niveles sin evidencias tuvimos la visita en la plataforma del Director de Exploración de YPF Argentina con su par el Director de Exploración de Petrobras Brasil (nuestro socio), recorrieron el equipo y como buenos geólogos pasaron por la unidad de mudlogging donde no tuvieron oportunidad de ver evidencias petróleo en el cutting de los niveles arenosos atravesados hasta ese momento. De más está decir que bajaron del Jack up desilusionados y también un poco preocupados. Ni bien llegan a tierra recibo una llamada de nuestro Director preguntándome sobre la ausencia de evidencias, mi respuesta fue que todavía no habíamos atravesado un nivel arcilloso que oficia de sello regional y que debajo de este tendríamos que comenzar a tener manifestaciones. Todos sabemos cómo es esto, la experiencia decía eso, pero como las predicciones en la naturaleza no son absolutas podía no pasar. El pozo seguía perforando y se cumple que al atravesar el nivel arcillo comienzan a observarse niveles arenosos con rastros y hasta impregnaciones de petróleo fresco. Inmediatamente de conocer esto lo llamo a nuestro Director que estaba en Comodoro y le comento que ya teníamos presencia de arenas con petróleo. Nunca lo supe, pero creo que ambos directores se deben de haber sentido un poco menos preocupados, así como yo me sentí al cumplirse lo previsto por pronosis.

La perforación continua sin mayores contratiempos, el clima se por-



Perforando en la locación del pozo Elizabet x-1 (izquierda) y Aurora x-1 (derecha)

tó bien y no complicó la operación de los barcos de apoyo y tampoco los vuelos de los helicópteros. Se perforó toda la columna prevista, la parte inferior de la Formación Yacimiento El Trébol, las Formaciones Yacimiento Rivadavia y Mina El Carmen con buenos contenidos de arenas, interesantes espesores y en su mayoría con rastros a impregnaciones de petróleo fresco con cromatografía completas.

Finalmente se alcanza la profundidad de 2201 mbmr y se da por cumplida la perforación, se prepara el pozo para perfilar. Se realizó un perfilaje muy completo con Inducción-SP-Sónico-Densidad-GR, imagen sónicas y resistivas, Resonancia Nuclear Magnética NMR, Medidas de Presión con toma de fluidos, sónico de onda completa, testigos laterales rotados y de impacto, CBL-VDL de la guía y VSP.

Del análisis de la información obtenida se verificaba net pay y por lo tanto había que entubarlo para realizar la terminación siguiendo el programa de bajar una instalación de producción con la bomba electrosumergible (ESP).

Se entuba con casing de 9 5/8" con fondo en 2201mbmr, cemento y espera frágüe, operación normal. Registra perfiles de control de cemento, resultando buen cemento y se punzan las zonas seleccionadas para ensayar.

Había muchas expectativas, obviamente por el lado de los resultados a obtener del ensayo sino también por el resultado de la operación en sí misma, que no era una tarea sencilla. Había que considerar que los operarios del Jack up de Diamond eran perforadores y no tenían experiencia en bajada de instalaciones de producción. La instalación además de la bomba contaba con un packer con conexiones eléctricas y con el tubing se bajaba un cable de potencia para suministrar energía a la bomba. El cable había que suncharlo a la sarta a medida que se bajaba y si se lo mordía en la maniobra podríamos cortarlo perdiendo la continuidad eléctrica teniendo que sacar todo y volver a empezar de cero.

Finalmente, la operación de bajada de la instalación finalizó, se fijó el packer, se probó la continuidad eléctrica de superficie con la bomba y su funcionamiento, todo salió perfecto

ya estábamos listos para comenzar a ensayar. Teníamos capacidad de almacenajes de fluidos en plataforma y también en los remolcadores.

Llega el momento tan esperado, se abre el pozo, comienza a funcionar la ESP y el pozo comienza a aportar primero el vertido y luego ya fluido de formación. Se van realizando y cumpliendo con las cinco distintas etapas previstas del programa de cambios de frecuencia de la bomba y los caudales se fueron incrementando, por encima del máximo de la bomba, llegando a 450 m³/d. Se colmaron todas las capacidades de almacenaje de fluidos en la plataforma y en los remolcadores, se da por tanto por cumplida la evaluación y finaliza el ensayo.

El ensayo con la ESP fue un éxito operativo, la información obtenida permitió cumplir con la evaluación del pozo y se determinó que se estaba en presencia de condiciones de reservorio excepcionales. Hubiéramos estado con un Sweet Spot, por tener muy buenas permeabilidades y altas productividades, pero desafortunadamente no se obtuvo la saturación de hidrocarburo necesario para tenerlo.

Independiente de los resultados obtenidos se cumplió con lo programado para el proyecto Aurora, perforar los cuatro pozos y lograr una evaluación que no dejó dudas en los resultados obtenidos. Esto fue posible al pensar en una solución si atarnos a las prácticas corrientes, buscando alternativas fuera de lo convencional, o sea pensamos fuera de la caja. Esto se logró gracias a un equipo de trabajo multidisciplinario dedicado, con alto seniority y gran experiencia en cada una de las disciplinas involucradas, llegamos así al resultado buscado.

Este fue el relato de la última operación offshore del Golfo San Jorge hasta la fecha, que termina una vez más con un resultado que nos recuerda sobre la baja chance de éxito a lo que nos enfrentamos en la exploración petrolera. Pero fue un éxito de un equipo que empezando de cero concreto la meta buscada en forma indiscutible.

Esperemos que en un tiempo lo muy lejano, jóvenes Geólogos con nuevas ideas permitan encarar nuevamente proyectos offshore en el Golfo que permitan lograr el tan esperado descubrimiento.

Perforación del pozo Malvinas x-1 - El primer pozo de aguas profundas en el Mar Argentino

Gustavo Campitelli

En el año 2006 me contacta YPF por mi experiencia en operaciones offshore. Tenían la intención de armar un equipo para ejecutar dos proyectos offshore someros con plataformas de tipo Jack-up y 2 en aguas profundas con un buque perforador o "drillship". ¡La tentación fue irresistible ya que se juntaban la posibilidad de trabajar para "YPF" dándome la posibilidad de devolver a mi país todo lo que me brindó al realizar mis estudios en una universidad pública, liderando diversos proyectos offshore y uno de ellos en Malvinas!!!! No lo dudé.

Cuando entro a YPF en febrero de 2007 pido que me presenten el equipo de trabajo offshore y mi jefe, Don Guillermo Cardinali, me dice somos vos y yo... Tuvimos que planificar y ejecutar todo desde cero...

Retos y desafíos en una operación nunca realizada antes

El pozo exploratorio Malvinas x-1 era uno de los proyectos más australes del mundo, en una locación remota en clima hostil, muy alejado de zonas con operaciones offshore de relevancia. YPF no había realizado proyectos offshore en los últimos 25 años con excepción del Proyecto Aurora en aguas someras (4 pozos con Jack-up en el 2008-2009). Falta recursos y gente experimentada, por lo cual el desafío era mayúsculo.

En primer lugar, era necesario armar un equipo multidisciplinario, especializado en el Offshore, integrado por geólogos geofísicos y petrofísicos, ingenieros de perforación, un grupo de medio HSE, un equipo dedicado a las relaciones Institucionales, otro responsable de la logística con ingenieros, marinos y aviadores, otro, específico de Compras y Contratos, certificadores, abogados y cost controllers, etc. etc.

Había poca información sobre las condiciones marinas en el área a perforar. Durante 1 año fue necesario registrar datos de vientos, olas, co-



El buque perforador Stena Drill Max

rientes, mareas y temperatura con una boya meteorológica.

En paralelo comenzó a elaborarse el Plan de gestión de Medio Ambiente y Seguridad, con un detallado estudio tendiente a minimizar todo el impacto que podría causar la perforación, al tiempo de prevenir cualquier emergencia médica. Además del buque perforador, la operación requería la presencia de 3 barcos de apoyo y la disponibilidad de 3 helicópteros que podrían cubrir la distancia de 640 km entre ida y vuelta que separaba el pozo de Río Grande, la base más próxima.

El reto logístico no fue menor. Se establecieron bases en Comodoro Rivadavia y en Río Grande. Las condiciones ambientales requerían un buque perforador de características particulares y se contrató un equipo de última generación, el Stena Drillmax con dos torres de perforación en cubierta que permitían un avance más rápido hacia el objetivo y con una capacidad operativa en aguas de más de 3000 m de profundidad.

La posible presencia de Hidratos de Gas y de gas somero impactaron fuertemente en el diseño del pozo y la logística ya que para evitar riesgos se decidió, mover la ubicación del pozo y perforar un pozo piloto de 8,5" y luego las secciones de 42" y 17,5" con un killmud utilizando el método pump and dump. Era necesario construir una planta de lodo en el puerto de Comodoro Rivadavia, transportar el lodo a los barcos de apoyo y luego al equipo asegurando el abastecimiento de 4600 barriles. La planta de lodo constaba de 16 tanques de almacenamiento dos piletas preparadoras, 6 piletas de agua y un ducto de despacho hacia la em-

barcación. La baritina necesaria para densificar ese lodo debió ser transportada en camiones desde Bolivia.

Otro reto eran las comunicaciones. Toda la operación fue perfilada en tiempo real mediante LWD y MWD, incluyendo tomas y análisis de muestras de fluido

Para maximizar la formación técnica, se diagramó una rotación de todos los geólogos operativos, proyectistas, petrofísicos y reservoristas de Exploración.

Cuando todo estaba planificado para comenzar, surgieron varias complicaciones. Los retrasos sucesivos llevaron que se tuviera que perforar durante la peor ventana meteorológica del año, complicando sobre todo la logística de los helicópteros. Por otro lado, protestas sociales impidieron el reabastecimiento de combustible del buque perforador. Otro imprevisto fue la actividad del Cordón volcánico del Caule, próximo a Puyehue en el límite de la provincia de Neuquén con la República de Chile. La presencia de cenizas en la atmósfera impactó fuertemente en

las operaciones aéreas.

A pesar de todos estos retos, la operación se ejecutó sin inconvenientes ni incidentes en tiempo récord, siendo una magnífica experiencia tanto para YPF, la industria y para todo el personal involucrado.

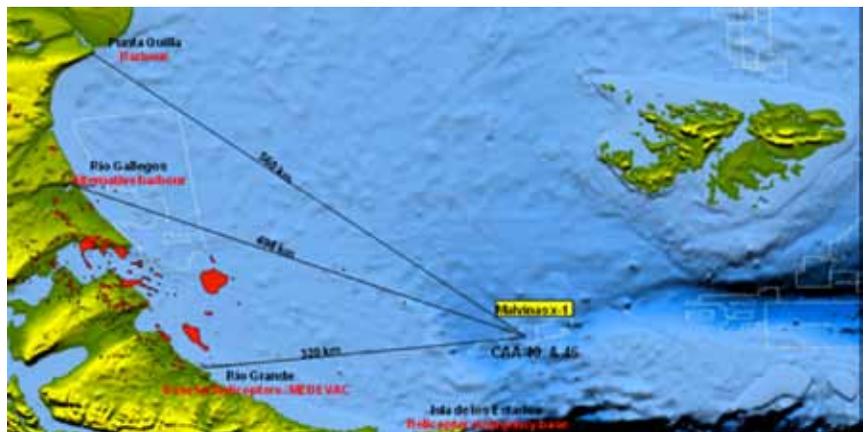
Resultados y conclusiones

El pozo Malvinas x-1 fue perforado en los bloques CAA-40/46, en la parte sur de la cuenca Malvinas, en la plataforma continental del Mar Argentino y a 320km al este de la ciudad de Río Grande. Se perforó en una profundidad de agua de 490 metros y la profundidad final fue de 2000 mbnm. YPF fue el operador con una participación del 33,5%. Los socios eran Panamerican Energy con 33,5% y Petrobras Argentina con un 33%

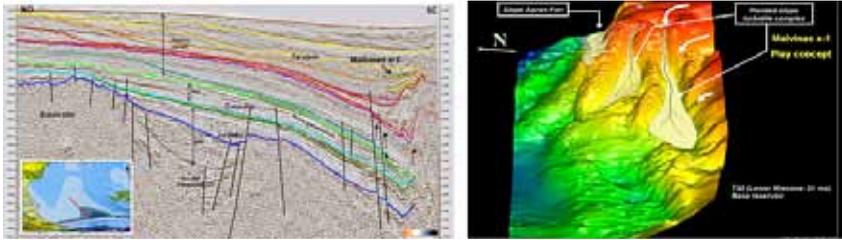
El pozo tuvo como objetivos investigar una serie de depósitos turbidíticos de edad Terciaria, desarrolladas en el talud en un ambiente de frente orogénico a una profundidad de 1544/1797 metros mbnm. Los estudios preveían la presencia de reservorios arenosos saturados con fluido (petróleo o gas).

Si bien se habían perforado 18 pozos exploratorios en la cuenca (YPF 1, ESSO 13, Oxy 2 y Total 2; 14 de ellos entre 1979 y 1982, y 4 en los '90 siendo el último, Géminis x-1 en el 2004) los mismos, con excepción del Géminis x-1, tenían un contexto geológico y objetivo diferentes relacionados con las arenas de la Fm Spinghill.

El pozo Malvinas x-1 pudo comprobar el modelo geológico, pero



Ubicación del pozo en el sur de la cuenca de Malvinas



Sección NW-SE mostrando la ubicación del pozo (izquierda) y esquema tridimensional del play a investigar

con un reservorio de mala calidad petrofísica compuesto por areniscas bioclásticas glauconíticas finas con matriz arcillosa. Las mismas presentaron muy buenas porosidades, pero muy malas permeabilidades y saturadas en agua, sin rastros de hidrocarburo, por lo que el pozo fue calificado como “Estéril”.

Es destacable mencionar que el proyecto y su análisis de riesgo estuvieron fuertemente condicionados por las evidencias de hidrocarburos interpretadas en la sísmica 2D y 3D que indicaban la existencia de un sistema petrolero activo. Las primeras interpretaciones que asocian anomalías sísmicas a la presencia de hidrocarburos en la zona datan de 1998 y fueron las que indujeron la adquisición de sísmica 2D y 3D en los años posteriores. Los estudios de Shallow Hazards indicaban la posible presencia de gas en varios niveles cercanos al fondo marino.

De hecho, la ubicación y el diseño del pozo fueron ajustados en función de este análisis buscando minimizar estos riesgos. Sin embargo, al iniciar las operaciones se perforó un pozo piloto de bajo diámetro sin observar ningún riesgo relativo a la presencia de intervalos con gas.

Las anomalías mencionadas fueron un producto derivado de la In-

versión Simultánea, proceso que se realizó con calibración escasa de pozos y muy lejanos.

Por otro lado los parámetros elásticos han tenido un impacto altísimo en las predicciones realizadas. El pozo Malvinas x-1 encontró condiciones anómalas en la columna perforada. Las densidades resultaron ser más bajas que lo esperado. Comparando esta con otras cuencas offshore, por ejemplo la cuenca de Campos en Brasil donde la media para columnas sedimentarias semejantes es del orden de 2,05 g/cc, resultando en ~ 20% más alta, por lo que la relación V_p/V_s resultó ser más alta que lo esperado. Una alta relación V_p/V_s , mayor a ~2,25 origina en los crossplots de AVO (intercept vs gradient) una rotación en sentido antihorario del background. Esta rotación dificultó la interpretación y aumentó la incertidumbre en la predicción de hidrocarburos. Los objetivos del pozo habían sido catalogados como anomalías clase IV, que es la más afectada por la rotación producida por la alta relación V_p/V_s .

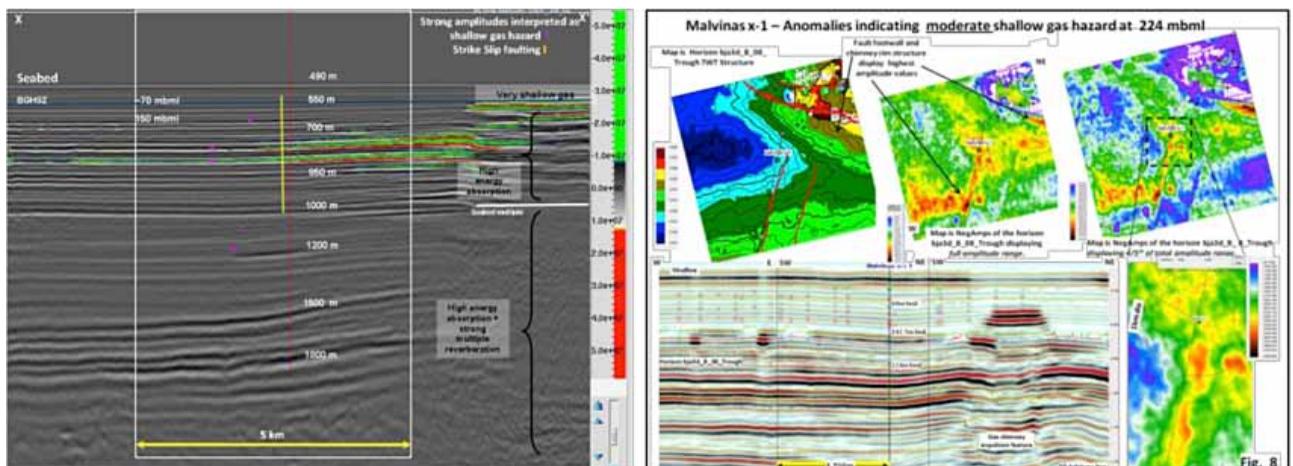
Aunque el pozo Malvinas x-1 no comprobó presencia de acumulaciones de hidrocarburos, la operación fue epopéyica y se ejecutó casi a la perfección sin incidentes y la experiencia fue inolvidable.

El desafío exploratorio del offshore de Guyana, antecedentes de los megadescubrimientos

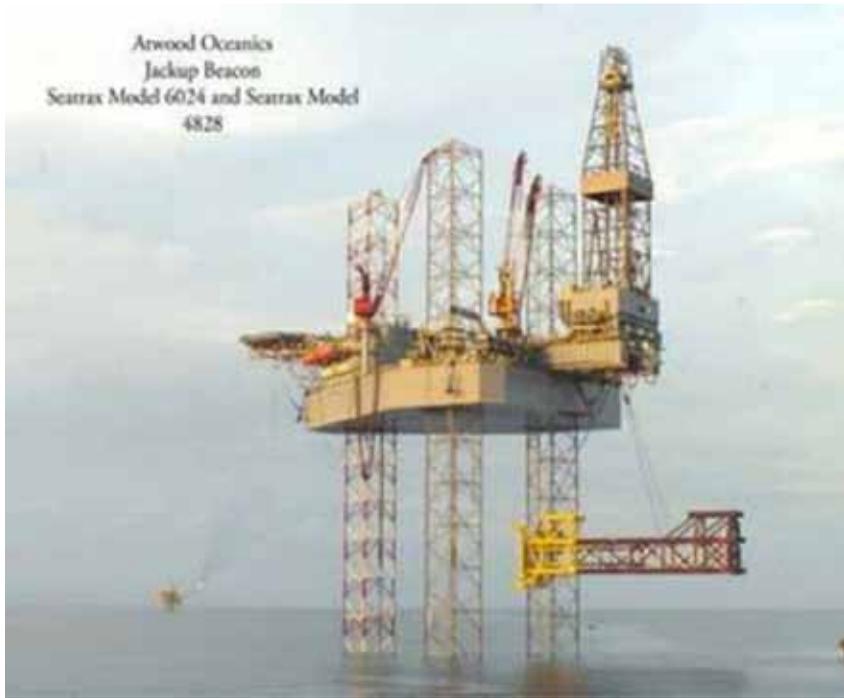
Fernanda Raggio y Gustavo Campitelli

Actualmente el offshore de Guyana y Surinam son consideradas regiones claves por los descubrimientos gigantes realizados en la última década. En su expansión internacional, YPF estuvo directamente involucrada en la exploración del Offshore de Guyana. En 1997 Maxus, como parte de YPF, firma el contrato de exploración en el bloque Georgetown (Guyana offshore), en ámbito de aguas someras (profundidades menores a 200 m). Era en su momento una apuesta de alto riesgo, con algunos descubrimientos no económicos en la costa, pero considerado de frontera exploratoria. Disputas territoriales entre los estados de Guyana y Surinam retrasaron las operaciones. En 2007 se firmó un nuevo contrato exploratorio conformado por un consorcio de compañías formado por YPF, Repsol, Tullow y CGX, donde el operador era Repsol. En la primera etapa se registraron cerca de 1800 km² cuadrados de sísmica 3D para cubrir el área más prospectiva del bloque.

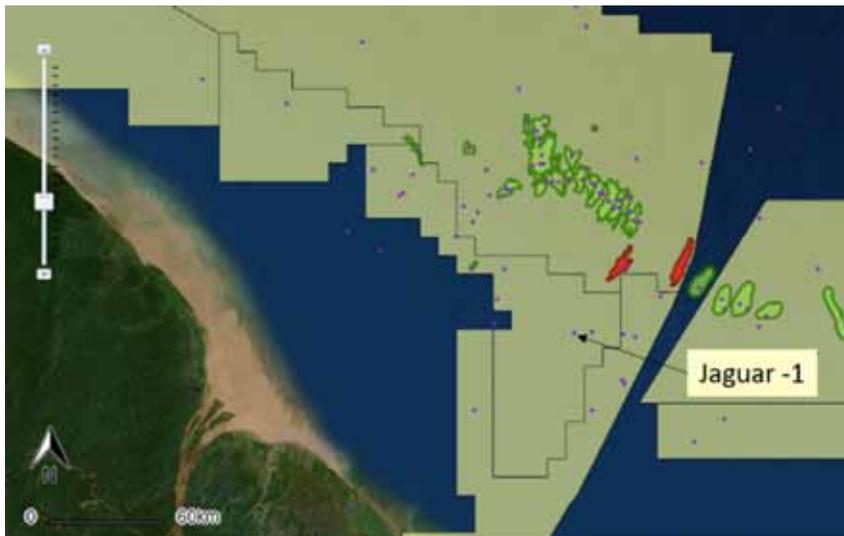
El objetivo principal del proyecto Jaguar, consistió en investigar un clásico play de aguas profundas caracterizada por un sistema de abanicos turbidíticos de pie de talud del Cretácico superior (Santoniano inferior-Turoniano). La trampa es del tipo combinada (estratigráfica por la naturaleza del tipo de ambien-



Sección sísmica con anomalías en la locación del pozo. Mapas mostrando la distribución del riesgo de gas somero (shallow gas hazard) por debajo del fondo del mar.



La Jack up Atwood Oceanics utilizada para perforar el pozo Jaguar x-1



Ubicación del pozo Jaguar y los campos gigantes descubiertos en los años siguientes.

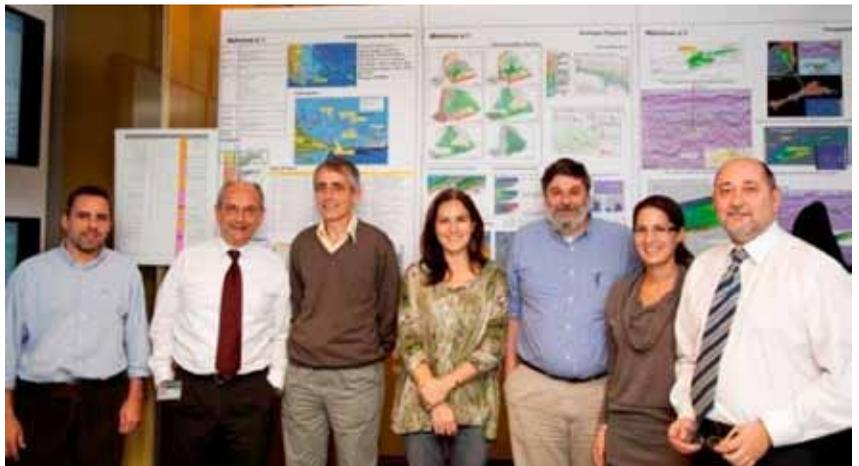
te deposicional) con un cierre en cuatro direcciones.

La perforación del play formaba parte del compromiso del bloque y la operación comenzó el 7 de febrero del 2012 con una profundidad final programada cercana a los 6000 m. El pozo estuvo ubicado en aguas someras (63 m), pero las fuertes corrientes litorales requirieron condiciones especiales para su emplazamiento. El pozo era considerado de frontera exploratoria ya que se estimaban perforar cerca de 3300 m de sección sin investigar y los antecedentes de sondeos vecinos indicaban condiciones de presión y temperatura elevadas.

El pozo Jaguar-1 fue realizada

desde la Jack-up Atwood Beacon. Los perfilajes realizados en tiempo real (LWD) indicaban saturación de hidrocarburo en los niveles objetivo, pero, aún con las precauciones del caso, surgieron problemas vinculados a valores extremos de presión y temperatura, siendo la presión de formación cercana a los 19 ppg (15515 psi) y una temperatura de 172° C dejando sin posibilidad operativa. Finalmente, el 8 de julio del 2012, se decide el abandono del pozo en 4881 m, a 700 m por encima del objetivo principal. El concepto exploratorio fue probado parcialmente con muestras de MDT. Los análisis de fluidos de las muestras de arenas recuperadas correspondientes a las turbidíticas del Cretácico tardío presentaban petróleo liviano. Dato muy alentador para proseguir con la exploración del play en la región.

En el 2015, Exxon Mobil perfora en el bloque Stabroek, adyacente hacia norte al bloque de Georgetown (investigado por el sondeo Jaguar-1), el pozo Liza-1, con objetivo en el sistema turbidítico del cretácico superior. Descubre uno de los campos más grandes del offshore hasta la fecha. Luego de Liza, Exxon Mobil descubre 17 campos más en el mismo bloque resultando en un mega descubrimiento gigante, desarrollado en tiempo récord.



Equipo técnico Offshore y directivos de YPF – Año 2011. De izquierda a derecha Gustavo Campitelli, Carlos Collo, Ricardo Gerster, Fernanda Raggio, Guillermo Cardinali, soporte de Schlumberger y Nestor Bolatti.